

Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland

für das baden-württembergische
Landesministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Zusammenfassung der Methodik und Ergebnisse

5. Februar 2016



Dr. Hans Christian Gils, Karl-Kiên Cao, Frieder Borggrefe

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse & Technikbewertung

Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart

Kontakt: hans-christian.gils@dlr.de



Sebastian Bothor (jetzt TransnetBW)

Universität Stuttgart

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart



Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Hintergrund der Studie

- Geplante Weiterentwicklung des Strommarkts vor dem Hintergrund...
 - ... steigender Anteile erneuerbarer Energien (EE) an der Erzeugung
 - ... sinkender Rentabilität konventioneller Kraftwerke
 - ... zukünftiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Untersuchung der zukünftigen Entwicklung der Versorgungssicherheit bei...
 - ... sinkender konventioneller Kraftwerksleistung
 - ... Beschränkung des Kapazitätswachses auf EE mit überwiegend fluktuierender Erzeugung
 - ... möglichen Verzögerungen beim Stromnetzausbau in Deutschland



Rückblick: Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland¹

Teil 1: Statische Leistungsbilanz

- Theoretische Betrachtung für eine Spitzenlaststunde im Jahr

Teil 2: Versorgungssicherheit im System

- Simulation des stündlichen Systembetriebs mit dem Energiesystemmodell REMix

Zentrale Annahme

Studie untersucht nur die heute gesicherte Leistung:

- Betrachtung bestehender und im Bau befindlicher Anlagen
- Keine Berücksichtigung geplanter oder zusätzlicher Kraftwerke
- Ausbau der Erneuerbaren entsprechend Netzentwicklungsplan

Pessimistisches Szenario (Worst Case)

Bei der Transformation des Energiesystems kommt es zu Verzögerungen:

- Der Netzausbau in Deutschland erfolgt verzögert.
- Kraftwerke werden aus wirtschaftlichen Gründen vor Ablauf ihrer Lebensdauer stillgelegt.

Optimistisches Szenario (Best Case)

Die Transformation des deutschen Energiesystems kann wie geplant umgesetzt werden:

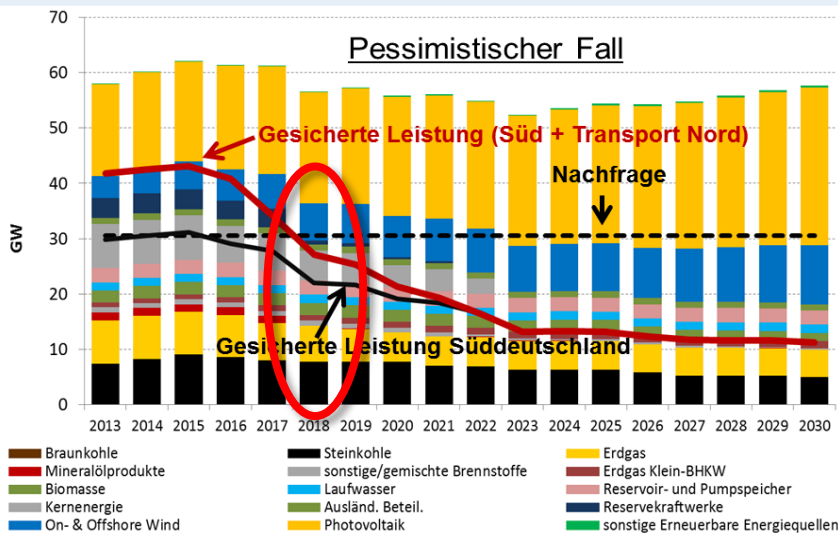
- Investitionen in Netze EE nach Plan.
- Bestehende Kraftwerke werden bis zum Ende der Lebensdauer genutzt

¹ Borggreffe, F.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Cao, K. K.; Deissenroth, M.; Bothor, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Steurer, M. & Wiesmeth, M. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, 2014

Rückblick: Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland

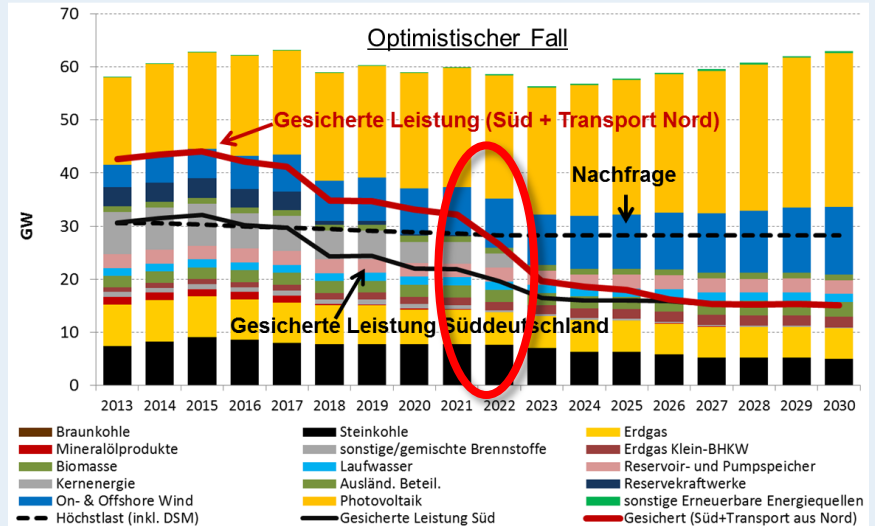
Pessimistisches Szenario (Worst Case)

Statische Leistungsbilanz Süddeutschland



Optimistisches Szenario (Best Case)

Statische Leistungsbilanz Süddeutschland



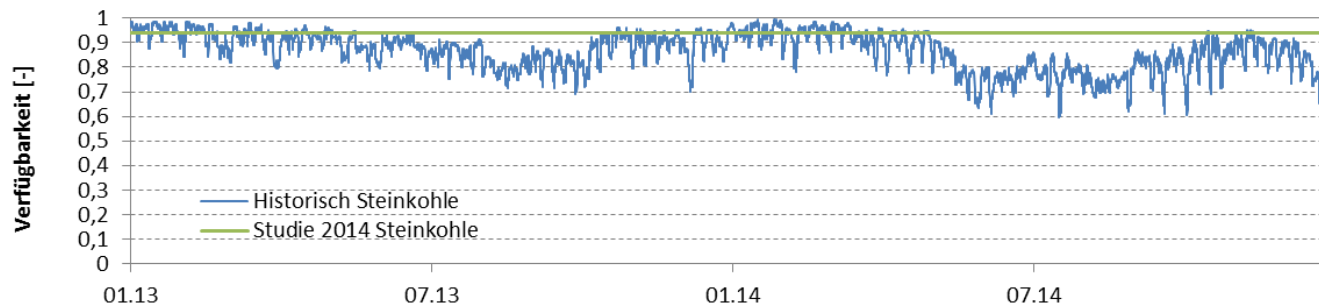
Fazit

- Ausbau fluktuierender EE reicht nicht aus, um Versorgungssicherheit in Deutschland bis 2025 zu gewährleisten
- Ab **2018** (Pessimistischer Fall) jedoch spätestens ab **2022** (Optimistischer Fall) wird zusätzlicher Lastausgleich nötig
- Ausbau der Stromnetze trägt signifikant zur Versorgungssicherheit bei



Kraftwerksverfügbarkeit und Versorgungssicherheit

- Bei der Elektrizitätsmarktmodellierung wird die verfügbare Leistung typischerweise als zeitlich konstanter Wert (z.B. 95% der installierten Leistung) vorgegeben
- Annahme der konstanten Verfügbarkeit wird Realität nicht gerecht



- Zeitliches Zusammenfallen von niedriger fluktuierender EE-Erzeugung, hohem Bedarf und geringer Kraftwerksverfügbarkeit kann Versorgungssicherheit beeinträchtigen
- Die temporale Verfügbarkeit von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen ist somit ein wesentliches Kriterium bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit
- Kraftwerksbetreiber melden seit dem Jahr 2013 geplante und ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten an eine zentrale Datenbank bei der EEX-Transparency-Stelle
- Anhand dieser Angaben lassen sich stochastische Ansätze für die Simulation zukünftig möglicher Verfügbarkeitszenarien entwickeln

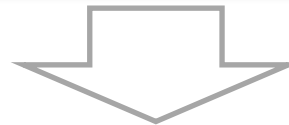


Ziel und Struktur der Studie

Ziel der Studie: Modellgestützte Untersuchung der zukünftigen Entwicklung der Versorgungssicherheit unter besonderer Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten

Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten

1. Statistische Analyse der **historischen Kraftwerksausfälle** anhand von EEX-Transparency-Daten
2. Entwicklung von stochastischen Ansätzen zur **Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten**
3. Erstellen von Szenarien zur **Variation der Verfügbarkeiten**



Modellgestützte Analyse der Versorgungssituation im europäischen Verbundnetz

1. Kostenoptimale Kraftwerkseinsatzplanung zur **Lastdeckung**
2. Auslastung der **Netzkapazitäten**
3. Ermittlung der resultierenden **Versorgungsengpässe**



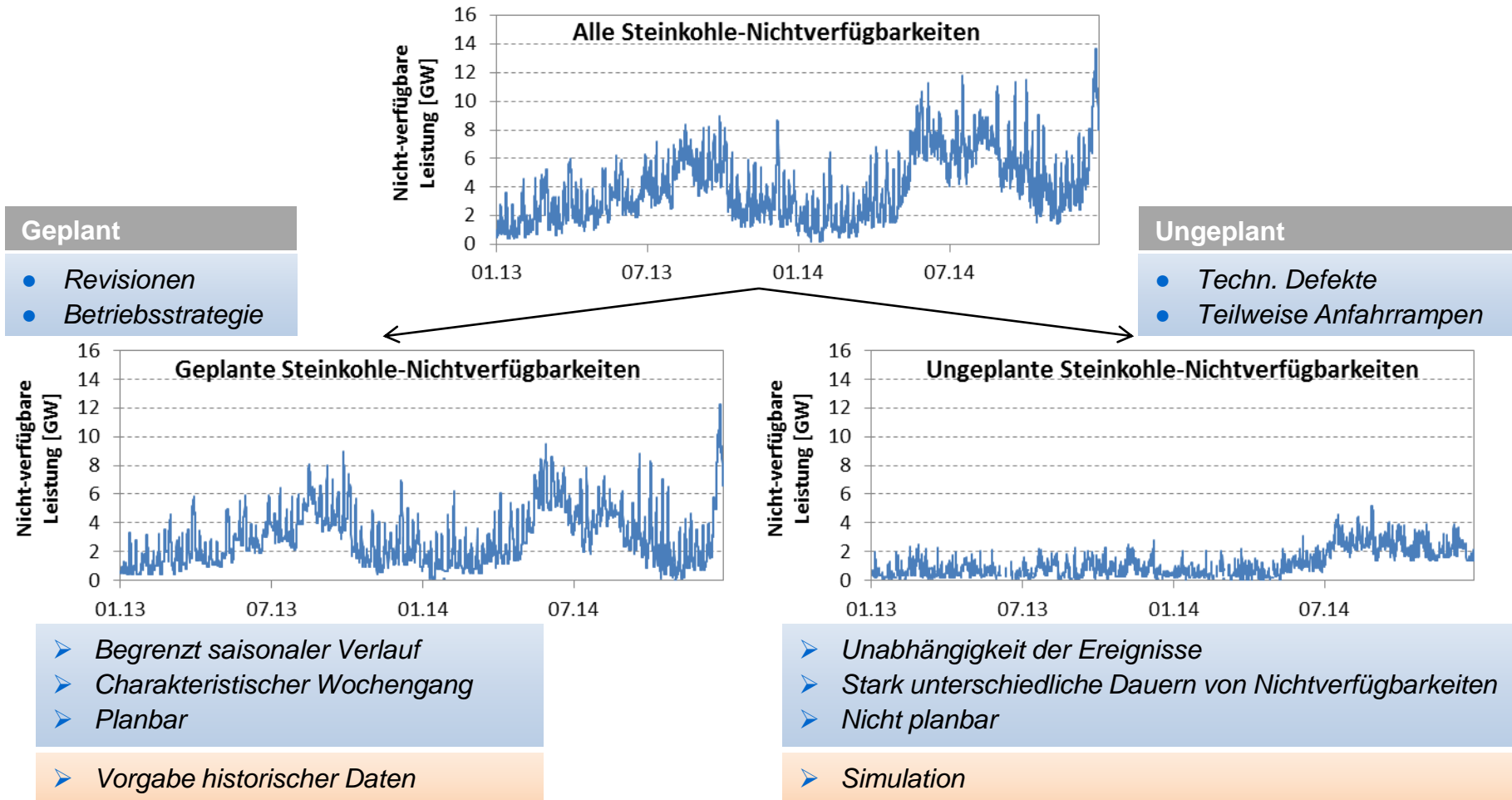
Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Analyse der Daten zu Nichtverfügbarkeiten: Beispiel Steinkohle

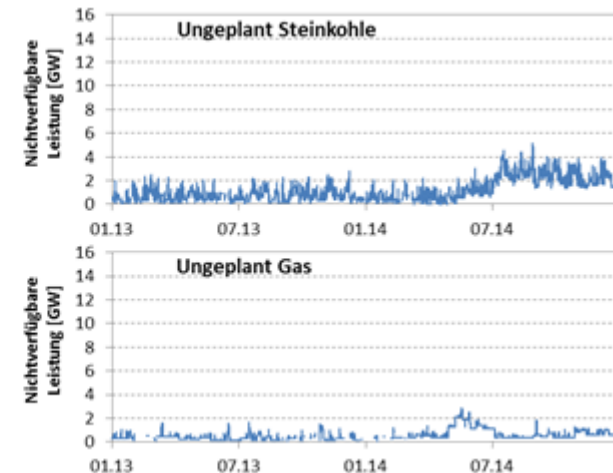
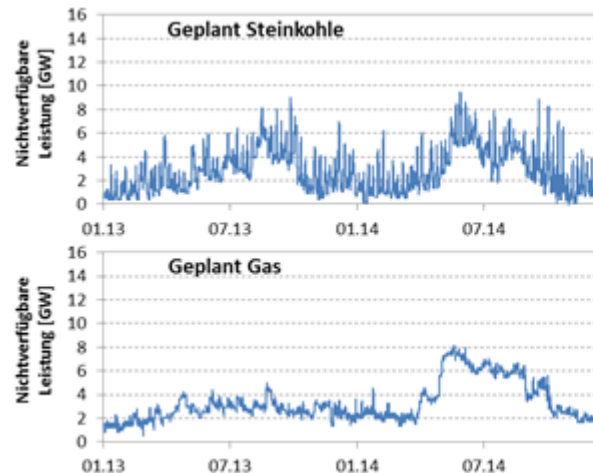
- Beispielhaft: Verlauf der Nichtverfügbarkeit von Steinkohlekraftwerken in 2013/14 in DE



Analyse der Daten zu Nichtverfügbarkeiten

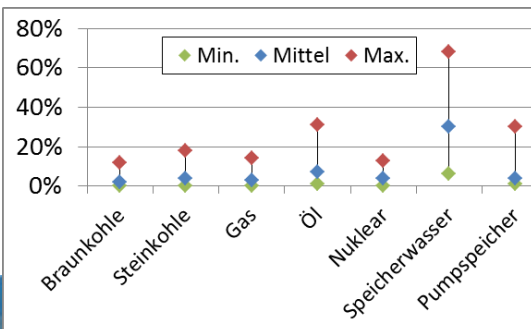
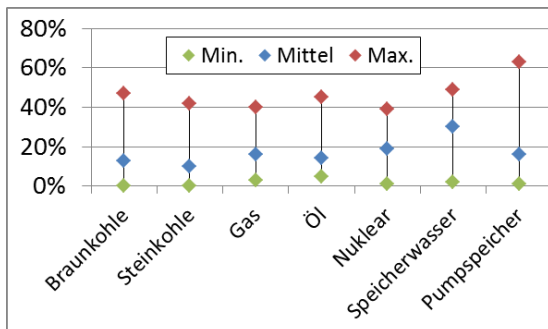
- Es zeigen sich technologiespezifische Verläufe der Nichtverfügbarkeiten

- Regelmäßige Revision
- Saisonale Effekte
- Wochenverläufe
- Häufigkeit ungeplanter Ausfälle



- Resultierende Annahmen:

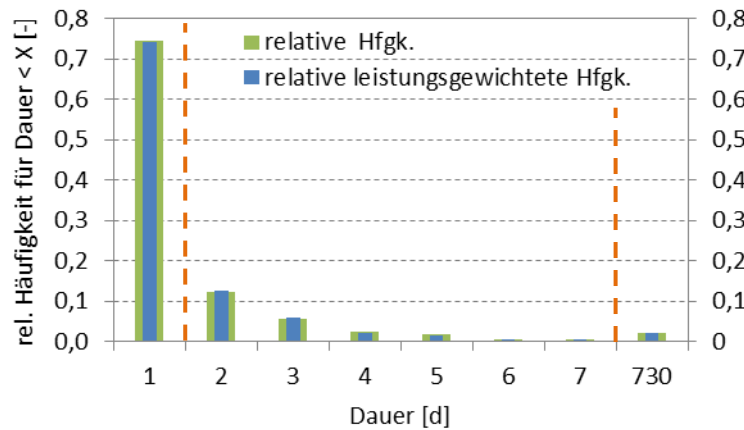
- Simulation ungeplanter Nichtverfügbarkeiten für Gas, Braunkohle, Steinkohle und Pumpspeicher
- Vorgabe eines Profils geplanter und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten für Kernkraft
- Annahme zeitlich konstanter Werte für Öl- und Speicherwasserkraftwerke



Werte der minimalen, maximalen und mittleren Nichtverfügbarkeiten geplanter (links) und ungeplanter (rechts) Natur, jeweils relativ zur installierten Leistung

Methodische Vorgehensweise: Analyse und Simulation

- Auswertung der Dauer ungeplanter Nichtverfügbarkeiten



Häufigkeitsverteilung der Nichtverfügbarkeits-Dauern

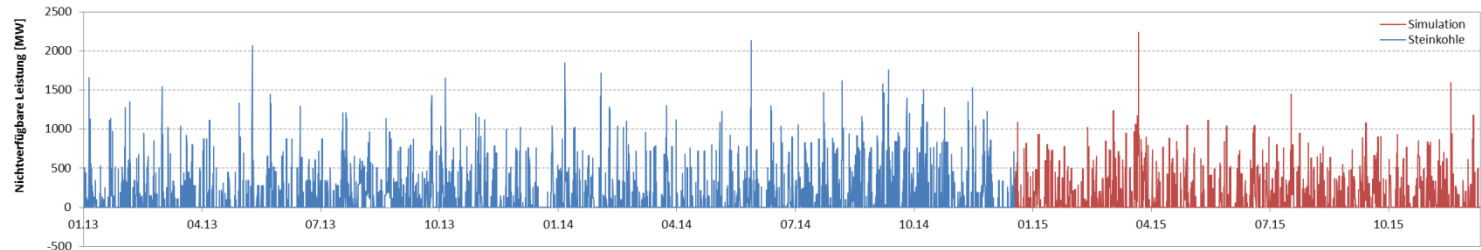
- Häufigste Ereignisse kürzer als ein Tag
- Seltene Häufigkeiten größer sieben Tage
- Leistungsgewichtete Häufigkeiten stimmen überein
- Klasseneinteilung für Simulationen anhand der Dauer:
 $0 \leq \text{Dauer} < 1d$ | $1d \leq \text{Dauer} < 7d$ | $7d \leq \text{Dauer} < 730d$

- Simulation der Nichtverfügbarkeiten durch Mean-Reversion Jump-Diffusion-Ansätze
 - Es werden die Differenzen der Zeitreihen erfasst und simuliert und zu Vorgängerwert addiert
 - Mean-Reversion: stochastischer Prozess mit Tendenz zur Rückkehr auf einen Mittelwert
 - Jump-Diffusion: stochastischer Prozess mit Sprüngen auf Basis einer Poisson-Verteilung
 - Bestimmung der Prozess-Parameter mit Hilfe historischer Daten unter Berücksichtigung der Verteilungs-Kongruenz (historische Verteilung soll durch Simulation gut repräsentiert werden)

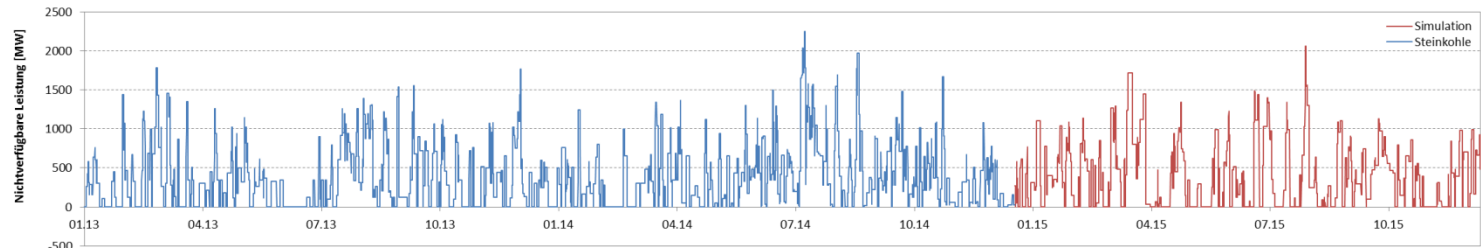


Exemplarische Ergebnisse der Simulation, Beispiel Steinkohle

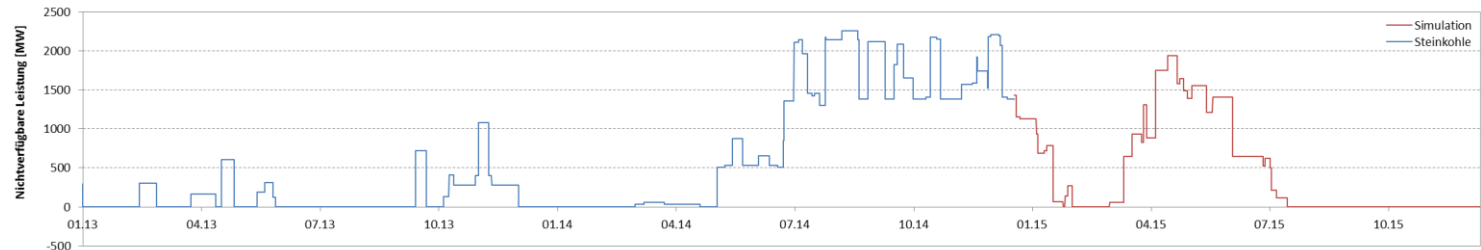
$0 \leq \text{Dauer} < 1d$



$1d \leq \text{Dauer} < 7d$



$7d \leq \text{Dauer} < 730d$



- Nichtverfügbarkeit ergibt sich aus Überlagerung dieser drei Profile
- Für jede Technologie werden 300 verschiedene Verläufe generiert



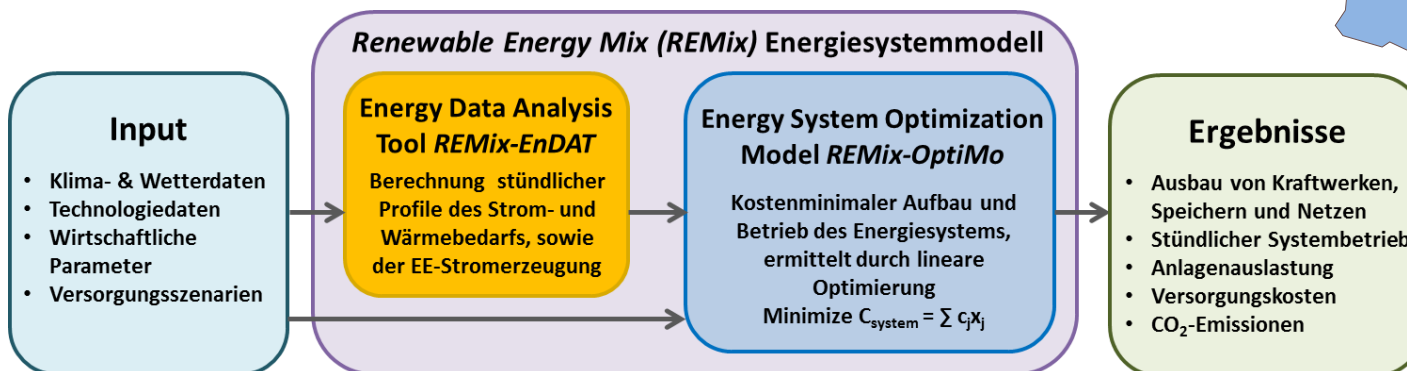
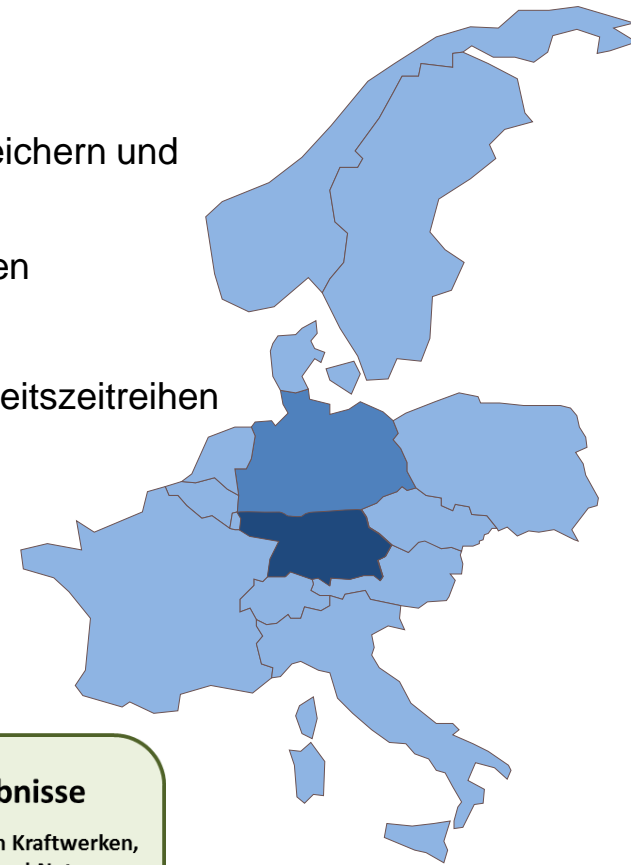
Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



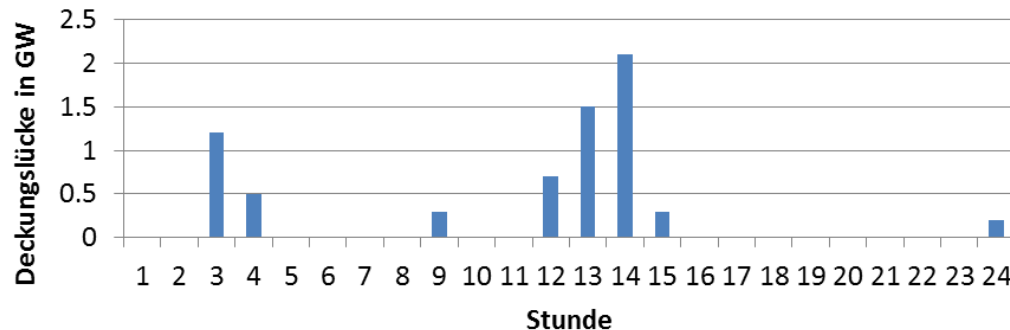
Methodische Vorgehensweise: modellgestützte Analyse

- Anwendung des REMix-Energiesystemmodells des DLR
- Simulation des stündlichen Einsatzes von Kraftwerken, Netzen, Speichern und Lastmanagement im Laufe eines Jahres
- Abbildung von 18 Regionen in Deutschland, sowie 12 Nachbarländern
- Einbindung der simulierten Kraftwerksverfügbarkeitszeitreihen
- Durchführen einer Simulation für jede der 300 Kraftwerksverfügbarkeitszeitreihen
- Übriger Input gemäß Vorgängerprojekt
- Analyse der Versorgungssicherheit anhand verschiedener Indizes



Methodische Vorgehensweise: bewertete Lastdeckungsindizes

- **Lastausgleichswahrscheinlichkeit:** Quotient aus der Anzahl der Stunden mit gedeckter Last und der Anzahl aller betrachteten Stunden.
- **Lastunterdeckungshäufigkeit:** Anzahl der Stunden mit Unterdeckung
- **Ungedeckter Bedarf:** Jahressumme der nicht bereitgestellten Energie.
- **Lastunterdeckungshöhe:** Höhe der Leistungslücke
- **Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit:** stündliche Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls



Vereinfachtes Beispiel

Index	Wert
Lastausgleichswahrscheinlichkeit	67 %
Lastunterdeckungshäufigkeit	8 h
Ungedeckter Bedarf	6.8 GWh
Lastunterdeckungshöhe	2.1 GW

- Werte ergeben sich aus der Auswertung der **300 Variationen**, die für jedes Szenario betrachtet werden.
- Hohe Anzahl von Variationen erlaubt die Berechnung **aussagekräftiger Mittelwerte**
- Für Lastunterdeckungshäufigkeit, ungedeckten Bedarf und Lastunterdeckungshöhe werden zudem **Wahrscheinlichkeitsverteilungen** ermittelt

Methodische Vorgehensweise: Definition der Szenarien

Im Rahmen der verschiedenen Szenarien werden variiert:

- Verfügbare Kraftwerksleistung (Details siehe Vorgängerstudie Borggrefe et al. 2014)
 - i. optimistischer Fall: langsame Reduktion konventioneller Leistung, schneller EE-Ausbau
 - ii. pessimistischer Fall: beschleunigte Reduktion konventioneller Leistung, verzögerter EE-Ausbau
- Szenariojahr: 2020, 2023 (siehe Anhang), 2025
- Lastjahr
 - i. 2012: zeitliches Zusammenfallen der Spitzenlasten verschiedener Länder
 - ii. 2014: Last gemäß der verwendeten Daten hinsichtlich Kraftwerksverfügbarkeit
- EE-Stromerzeugungsjahr
 - i. 2006: durchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik
 - ii. 2009: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in den Wintermonaten
 - iii. 2010: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im gesamten Jahr
- Verfügbarkeit von Gleichstromübertragungsleitungen in Deutschland
 - i. Basisfall: bis zum Jahr 2023 sind drei Trassen gemäß Netzentwicklungsplan verfügbar
 - ii. Verzögerter Netzausbau: bis zum Jahr 2025 wird nur die HGÜ-Trasse in Korridor A realisiert



Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Berücksichtigte Szenarien für den pessimistischen Fall

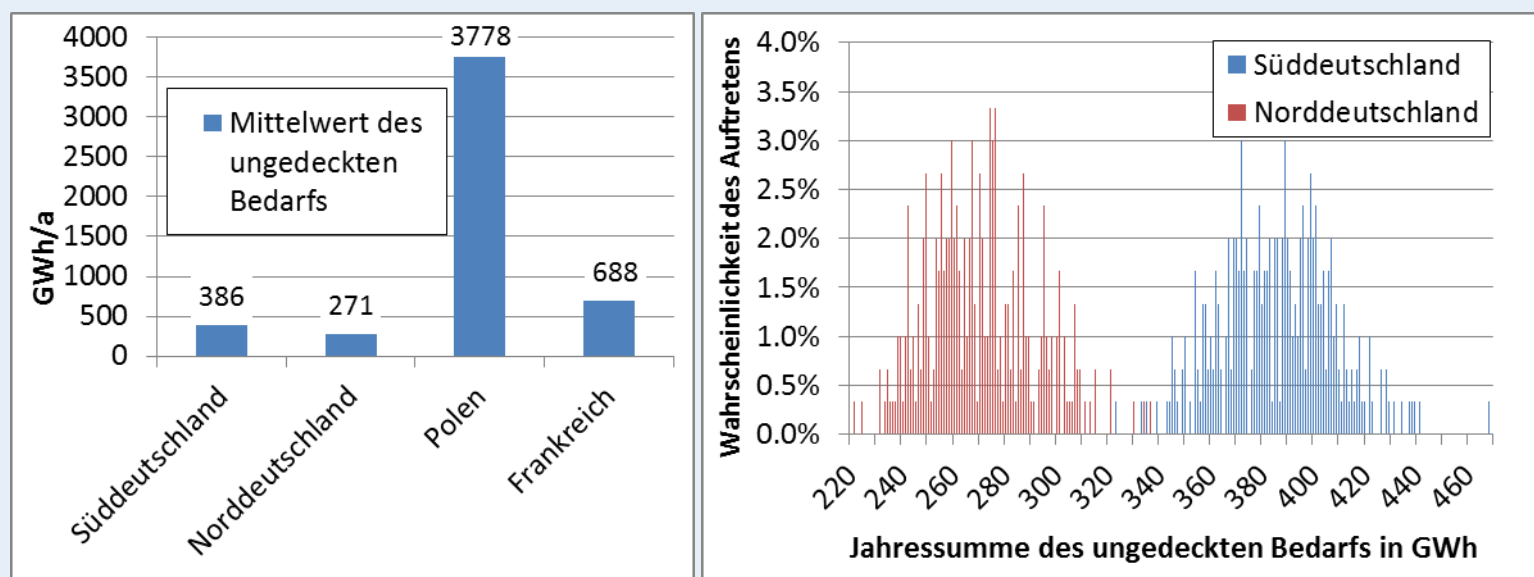
- Kraftwerksleistung: beschleunigte Reduktion konventioneller KW, verzögerter EE-Ausbau
- Szenariojahr: 2020
- Lastjahr
 - i. 2012: zeitliches Zusammenfallen der Spitzenlasten verschiedener Länder
 - ii. 2014: Last gemäß der verwendeten Daten hinsichtlich Kraftwerksverfügbarkeit
- EE-Stromerzeugungsjahr: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im gesamten Jahr (Wetterjahr 2010)



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Es kommt in allen Varianten zu Lastausfällen in Frankreich, Polen, Nord- und Süddeutschland
- Der ungedeckte Bedarf liegt in Süddeutschl. zwischen 324 GWh und 486 GWh, im Mittel bei 386 GWh
- In Norddeutschland ergeben sich Werte zwischen 222 GWh und 337 GWh, mit Mittelwert von 271 GWh

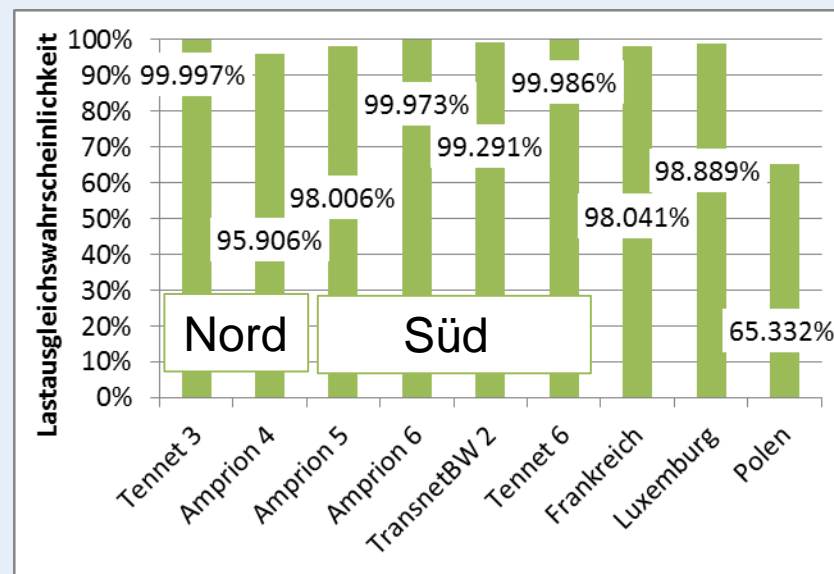
Ungedeckter Bedarf



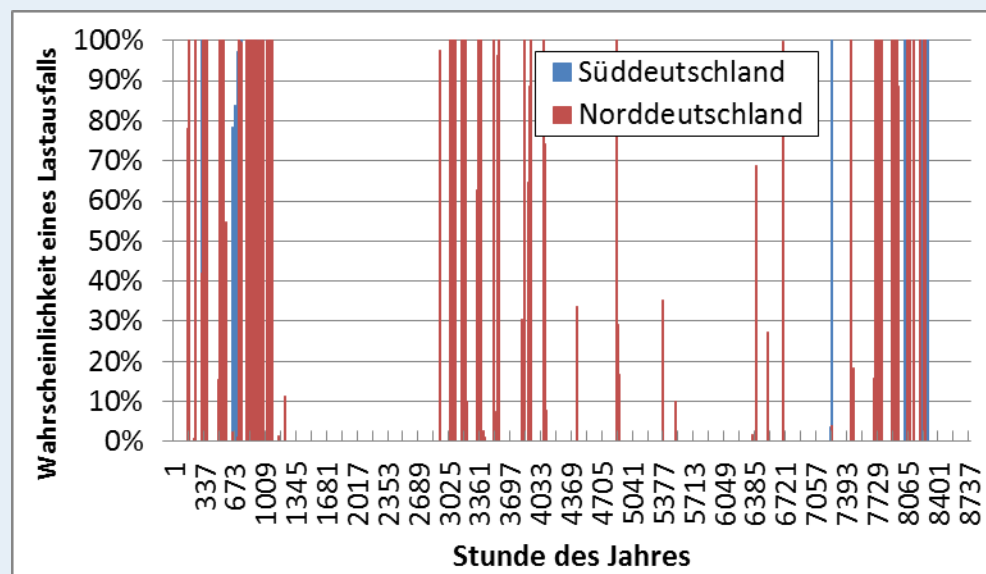
REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beträgt in Süddeutschland 98,0%, in Norddeutschland 95,9%
- Die Ausfälle konzentrieren sich auf die zwei Regionen im Westen Deutschlands
- In Deutschland treten Ausfälle vor allem im Winter, aber auch im Herbst, Frühjahr und Sommer auf

Lastausgleichswahrscheinlichkeit



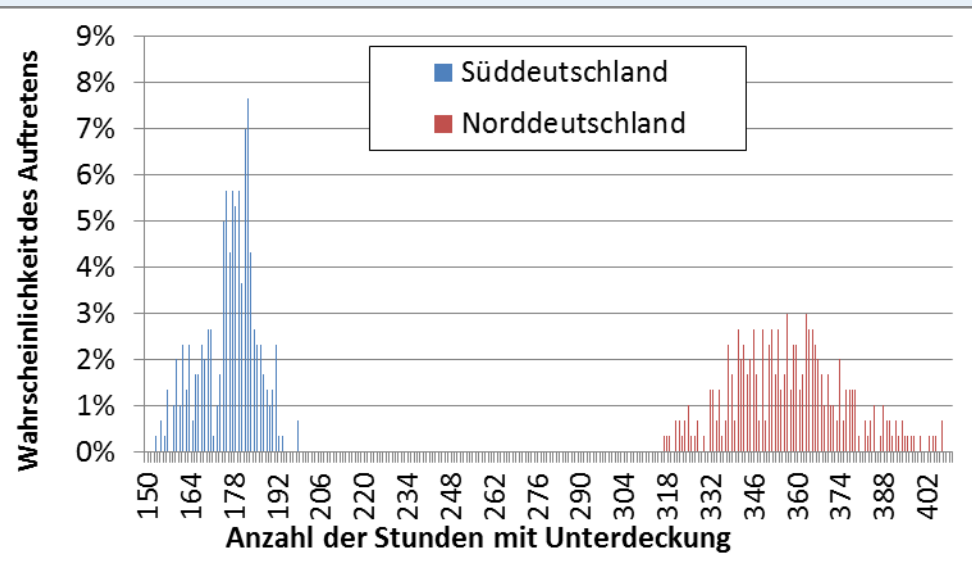
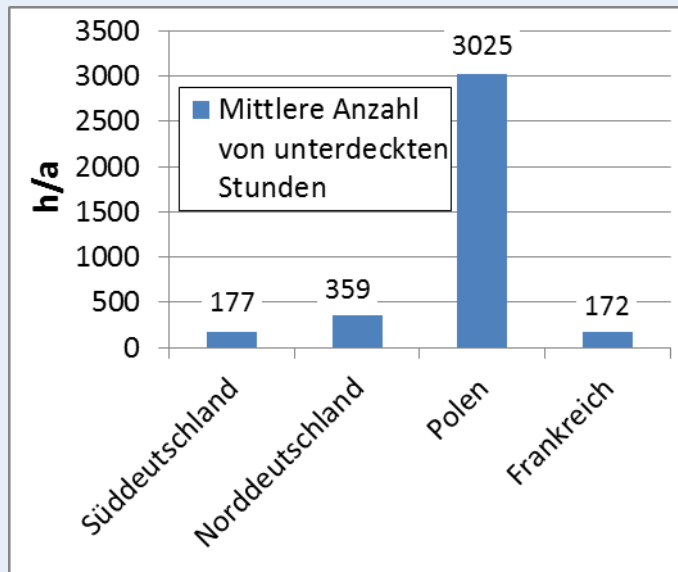
Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung liegt in Süddeutschland zwischen 153 und 199, im Mittel bei 177
- In Norddeutschland ergeben sich zwischen 317 und 426 Stunden, bei einem Mittelwert von 359 Stunden

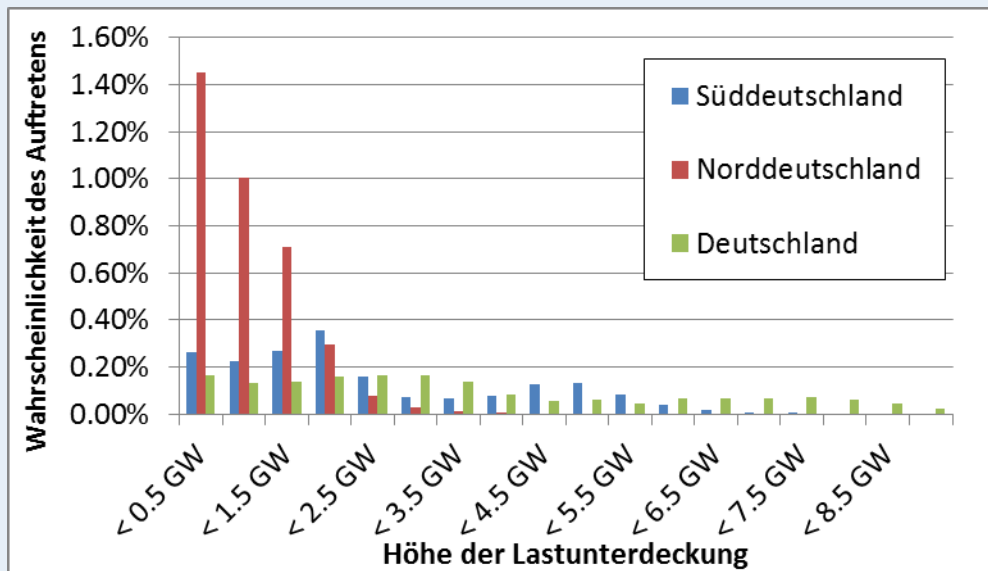
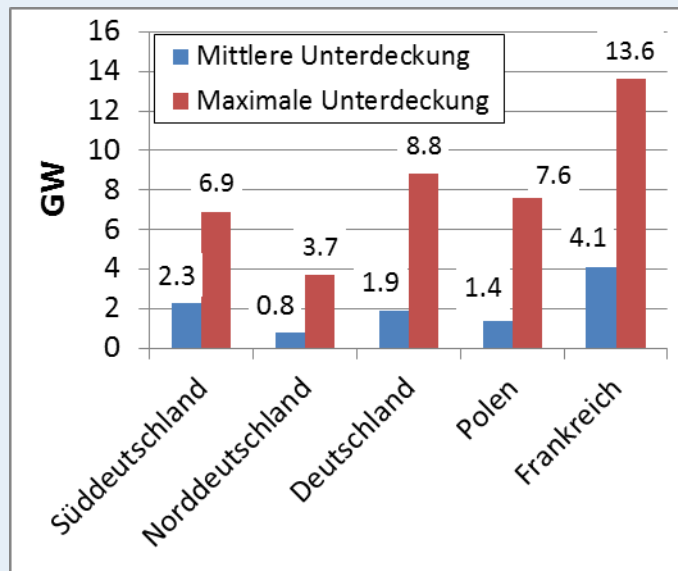
Lastunterdeckungshäufigkeit



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010

- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland bis zu 6,9 GW und liegt im Mittel bei 2,3 GW
- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 3,7 GW und der Mittelwert bei 0,8 GW
- In Gesamtdeutschland ergibt sich ein Maximum von 8,8 GW, der Mittelwert erreicht 1,9 GW
- Deutlich größere Lücken treten in Frankreich auf

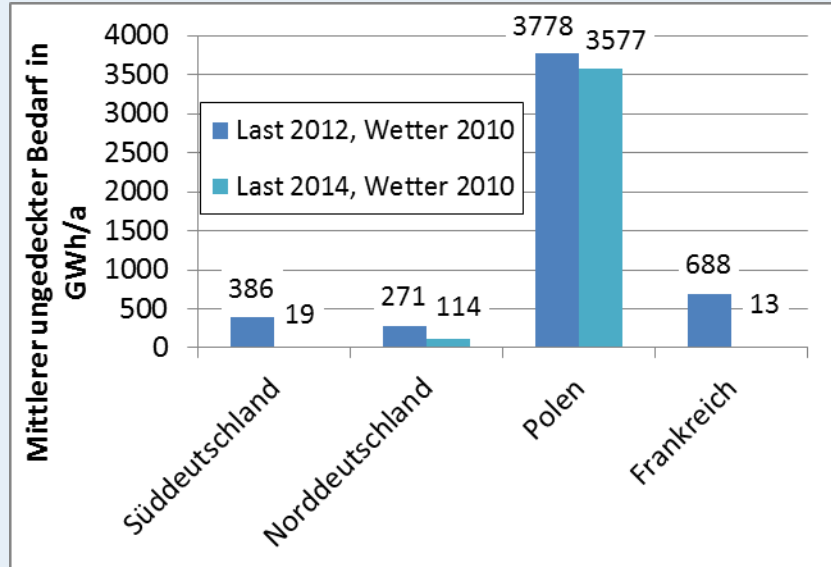
Lastunterdeckungshöhe



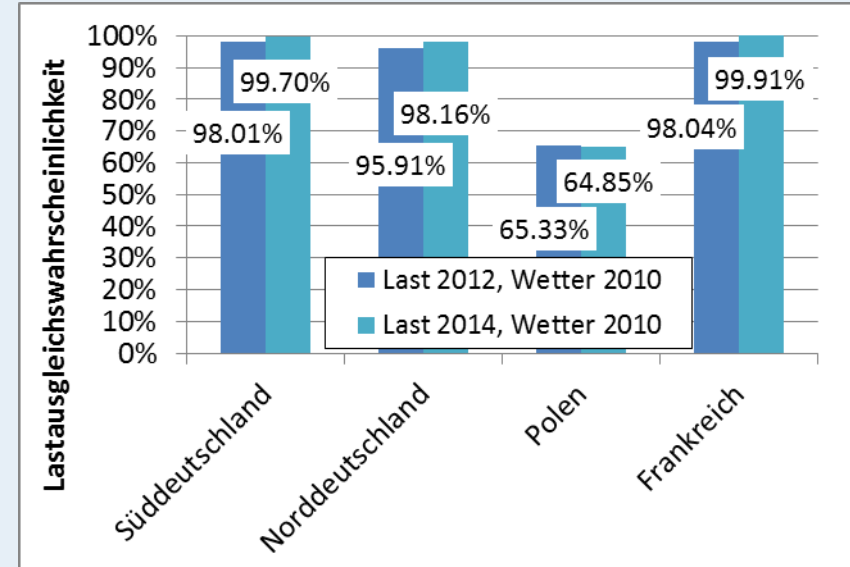
REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2010

- Durch Verwendung des Lastjahrs 2014 sinkt der mittlere ungedeckte Bedarf in Deutschland und Frankreich deutlich, während er in Polen leicht zunimmt
- Diese Veränderung spiegelt sich in der Lastausgleichswahrscheinlichkeit wider
- Die Lastunterdeckungshäufigkeit liegt mit Lastjahr 2014 bei 26 h in Süd- und 161 h in Norddeutschland

Ungedeckter Bedarf



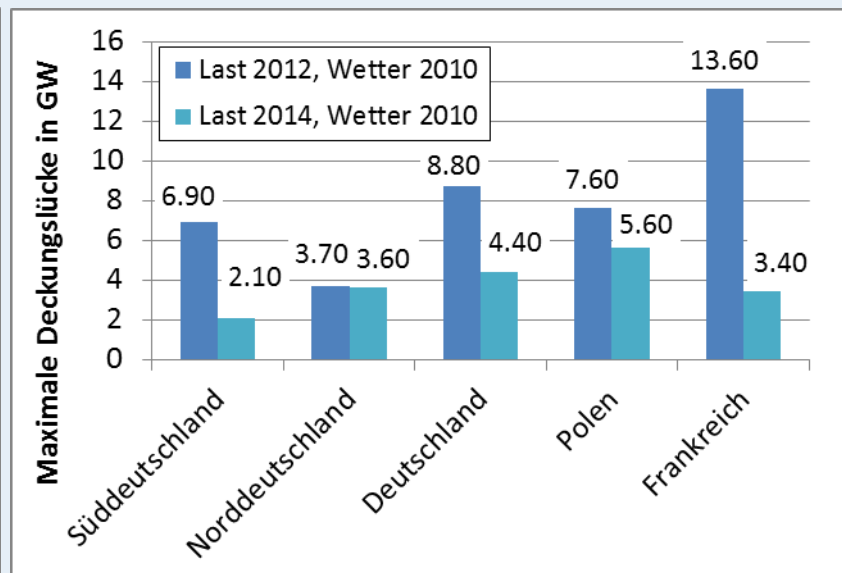
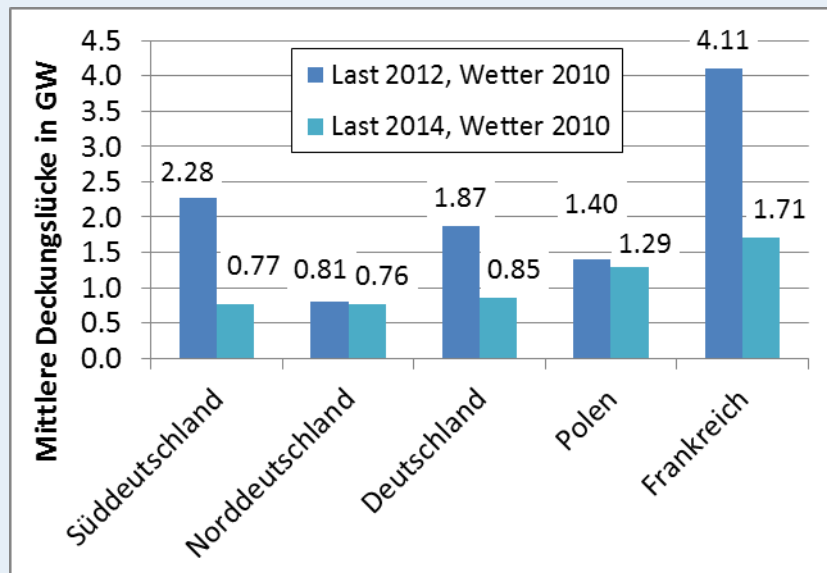
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2010

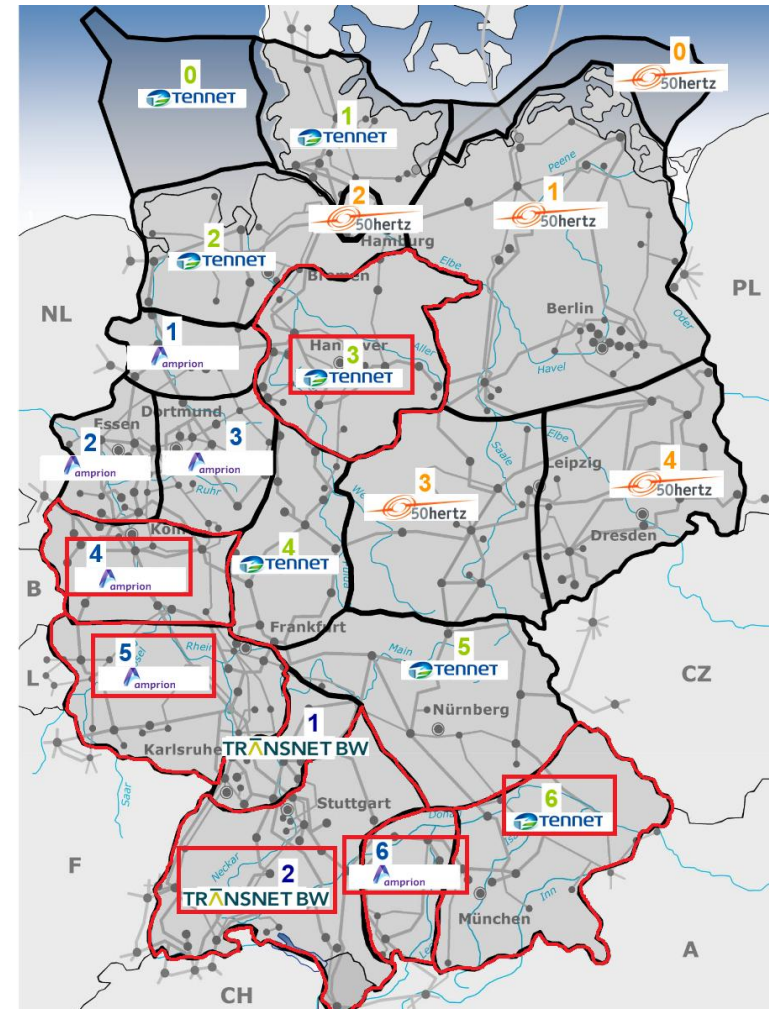
- Bei Verwendung des Lastjahrs 2014 fallen mittlere und maximale Deckungslücke in Süddeutschland um etwa 2/3 geringer aus als für das Lastjahr 2012 und liegen bei 0.8 GW bzw. 2.1 GW
- In Norddeutschland ergibt sich kaum eine Veränderung, in Gesamtdeutschland eine Halbierung
- Auch in Polen und Frankreich ergeben sich geringere Lastunterdeckungshöhen

Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



REMix-Ergebnisse: Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020, betroffene Regionen

- Bei Verwendung des Lastjahrs 2012 sind Netzregionen in Rheinland-Pfalz, Niedersachsen, sowie im südlichen Bayern, südlichen Nordrhein-Westfalen und südlichen Baden-Württemberg von Ausfällen betroffen (Regionen Amprion 4, Amprion 5, Amprion 6, TenneT 3, TenneT 6 und TransnetBW 2)
- Wird hingegen das Lastjahr 2014 genutzt, so treten Deckungslücken nur im südlichen Nordrhein-Westfalen sowie in Rheinland-Pfalz auf (Regionen Amprion 4 und Amprion 5)
- Am größten sind die Ausfälle in Region Amprion 4, wohl weil dort eine unzureichende Netzanbindung vorliegt



Eigene Darstellung auf Grundlage des Regionenmodells
„Stromtransport 2013“ der deutschen ÜNB

Übersicht

- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



Berücksichtigte Szenarien für den optimistischen Fall

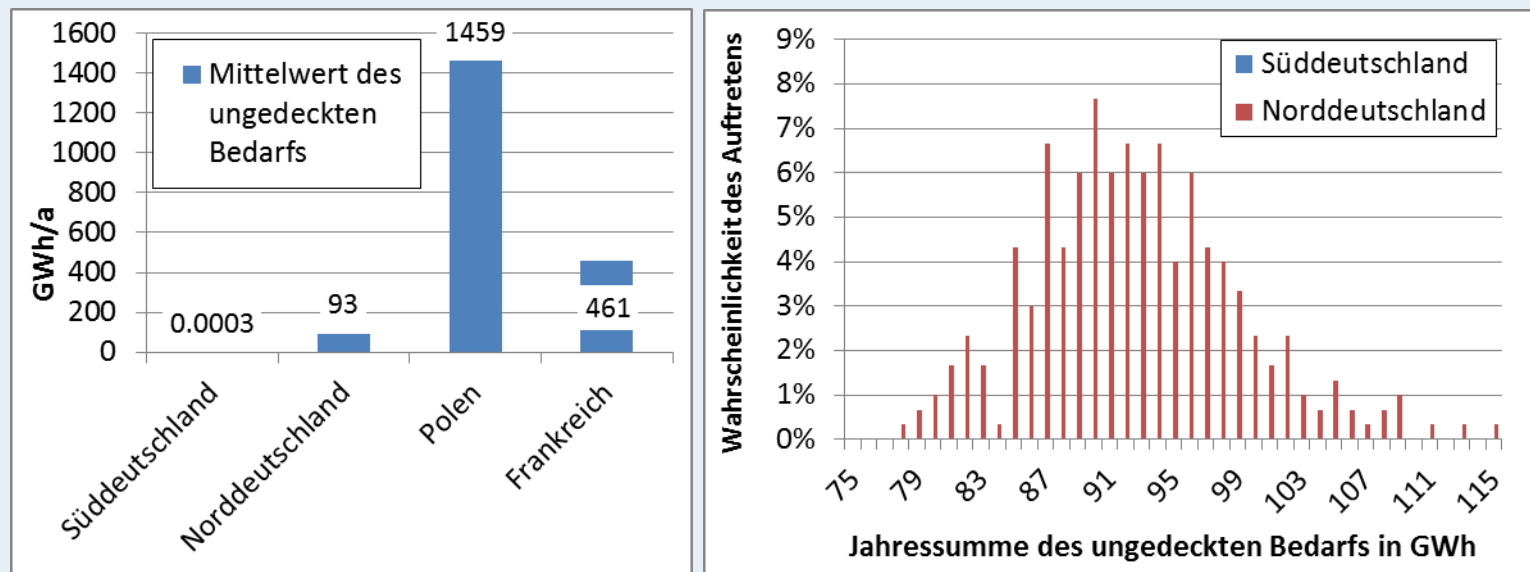
- Verfügbare Kraftwerksleistung: langsame Reduktion konventioneller Leistung, schneller EE-Ausbau
- Szenariojahr: 2025, 2023 (siehe Anhang),
- Lastjahr
 - i. 2012: zeitliches Zusammenfallen der Spitzenlasten verschiedener Länder
 - ii. 2014: Last gemäß der verwendeten Daten hinsichtlich Kraftwerksverfügbarkeit
- EE-Stromerzeugungsjahr
 - i. 2006: durchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik
 - ii. 2009: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik in den Wintermonaten
 - iii. 2010: unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im gesamten Jahr
- Verfügbarkeit von Gleichstromübertragungsleitungen in Deutschland
 - i. Basisfall: bis zum Jahr 2023 sind drei Trassen gemäß Netzentwicklungsplan verfügbar
 - ii. Verzögerter Netzausbau: bis zum Jahr 2025 wird nur die HGÜ-Trasse in Korridor A realisiert



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Es kommt in allen Varianten zu Lastausfällen in Norddeutschland, Frankreich und Polen
- In Süddeutschland kommt es nur in einer einzigen Variation zu einer Unterdeckung
- In dieser liegt der ungedeckte Bedarf unter 0,1 GWh, woraus ein Mittelwert von 3 MWh resultiert
- In Norddeutschland ergeben sich Werte zwischen 70 GWh und 120 GWh, mit Mittelwert von 93 GWh

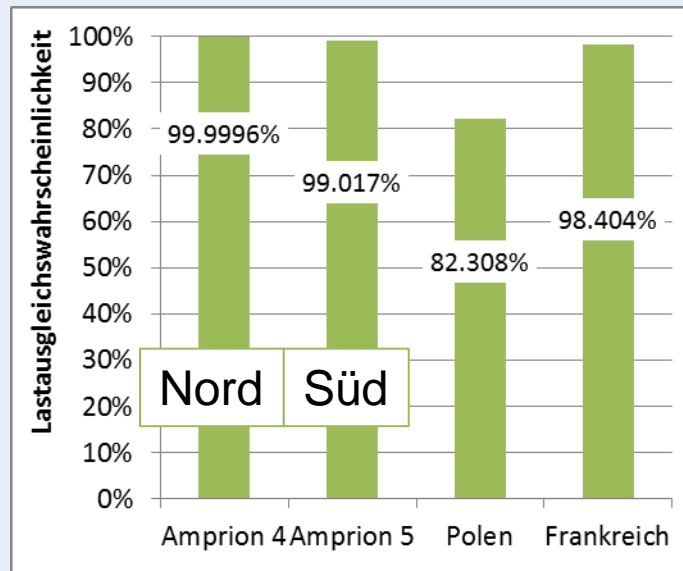
Ungedeckter Bedarf



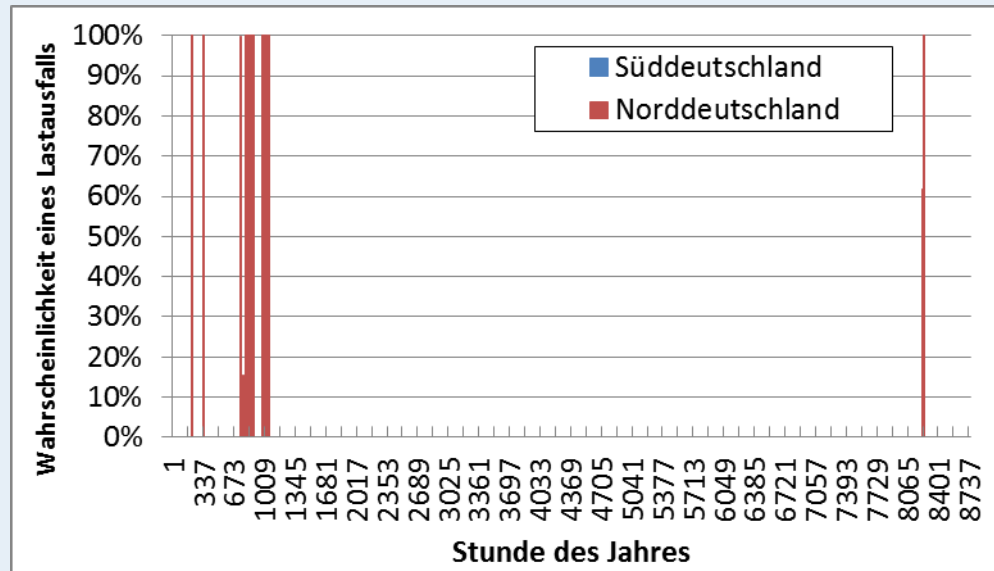
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beträgt in Süddeutschland 99,9%, in Norddeutschland 99,0%
- Von Ausfällen betroffen sind zwei Regionen im Westen Deutschlands
- In Deutschland konzentrieren sich die Ausfälle auf die erste Februarhälfte

Lastausgleichswahrscheinlichkeit



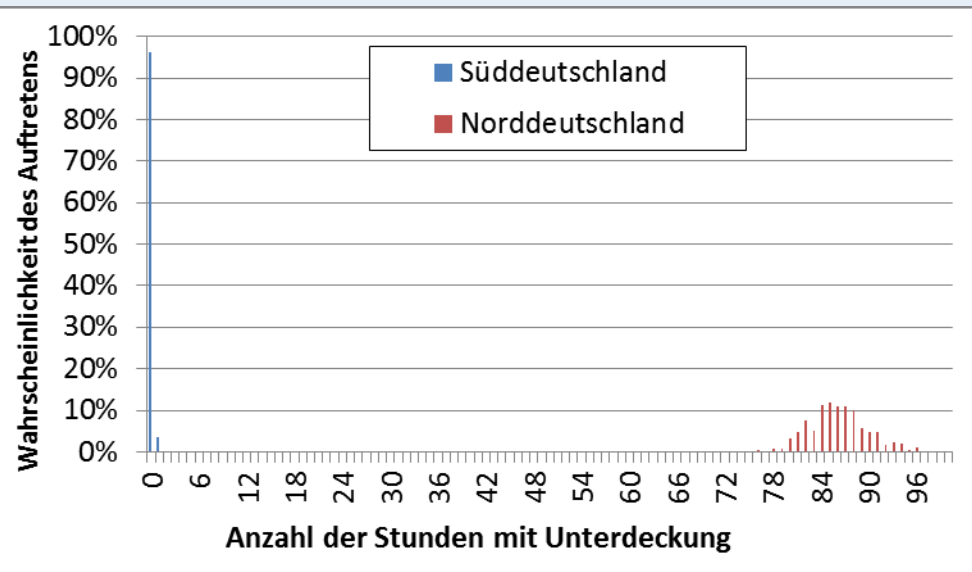
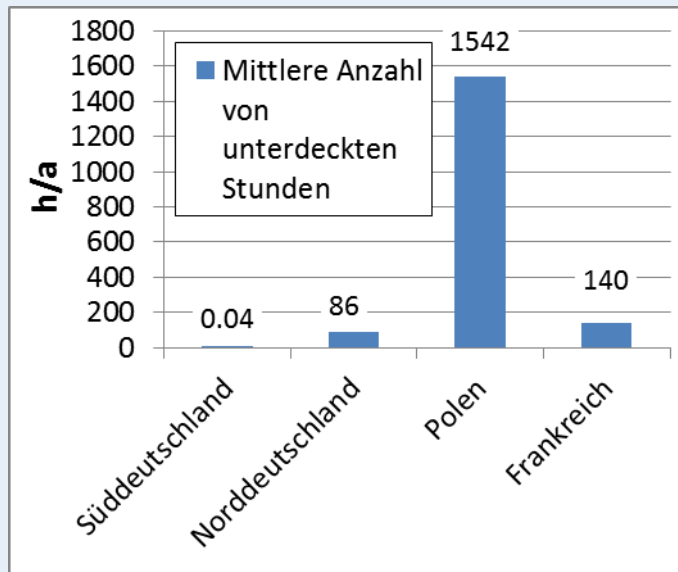
Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung liegt in Süddeutschland bei maximal 1 Stunde
- In Norddeutschland ergeben sich zwischen 78 und 96 Stunden, bei einem Mittelwert von 86 Stunden

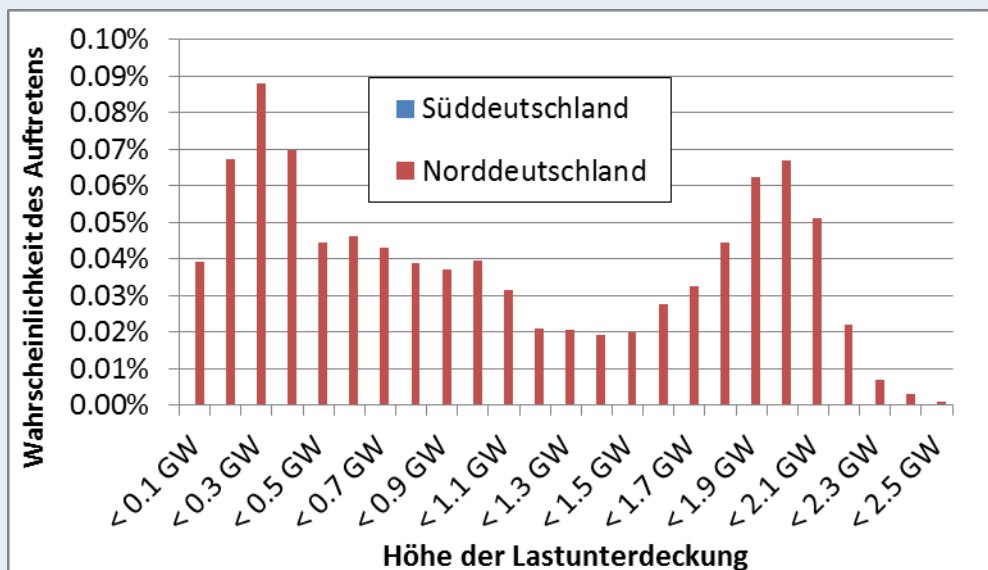
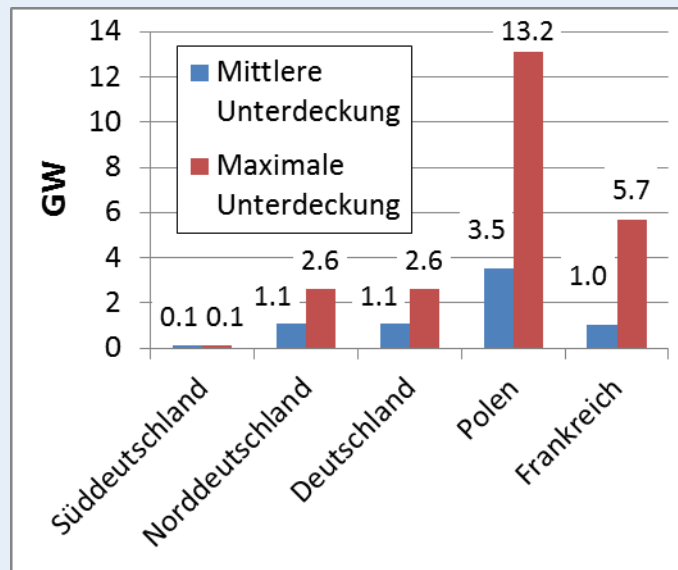
Lastunterdeckungshäufigkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland weniger als 0,1 GW
- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 2,6 GW und der Mittelwert bei 1,1 GW
- Deutlich größere Lücken treten in Frankreich und Polen auf

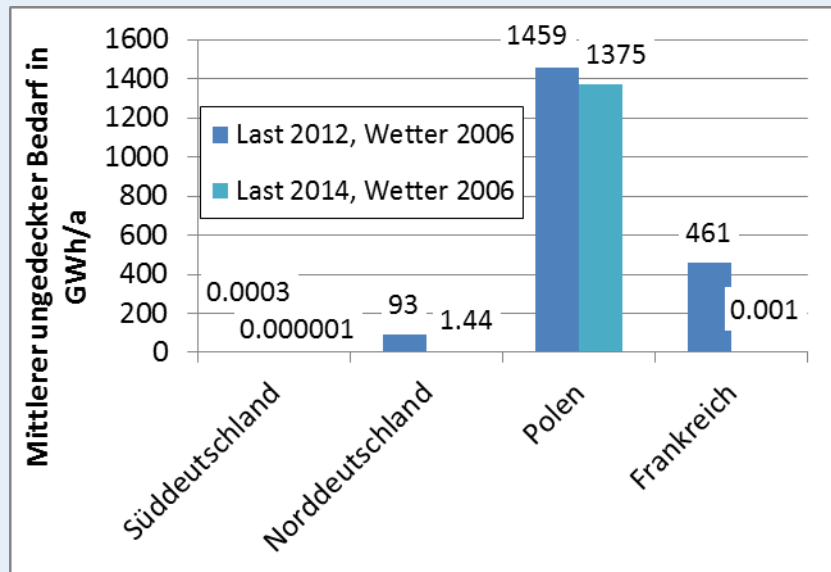
Lastunterdeckungshöhe



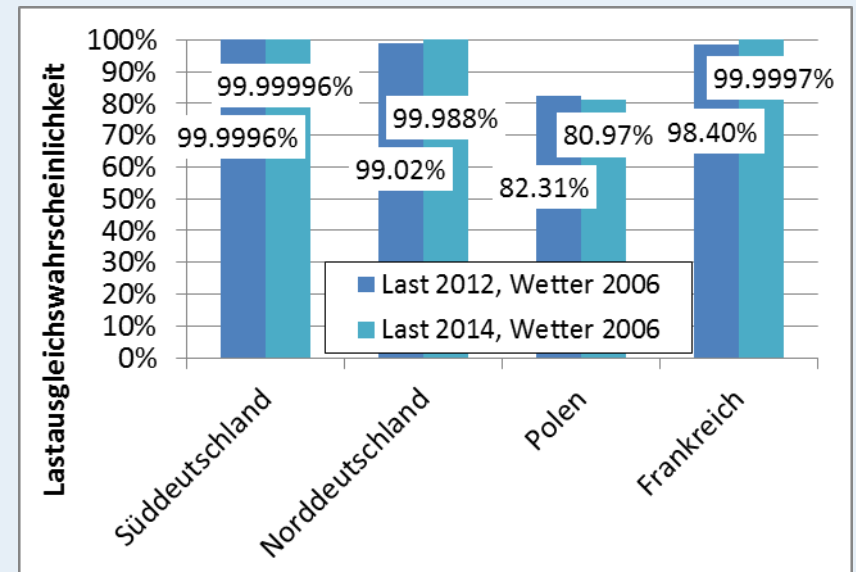
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2006

- Wie im pessimistischen Fall ergeben sich bei Verwendung des Lastjahres 2014 höhere Lastausgleichswahrscheinlichkeiten als für das Lastjahr 2012
- In Süddeutschland und Frankreich kommt es nur ganz vereinzelt zu Lastausfällen von unter 0,1 GWh
- Der mittlere ungedeckte Bedarf sinkt auch in Norddeutschland auf Werte zwischen 1,2 und 1,9 GWh

Ungedeckter Bedarf



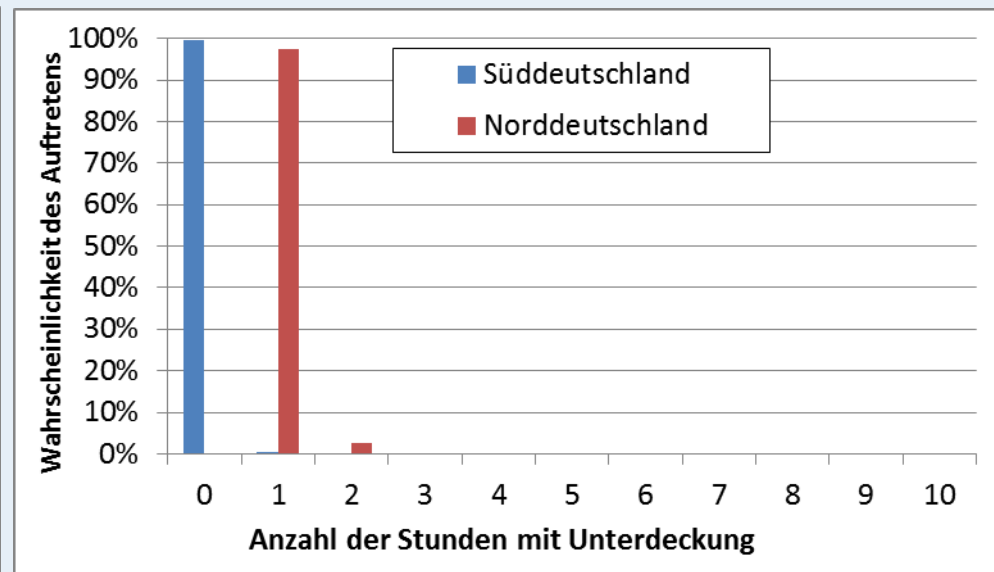
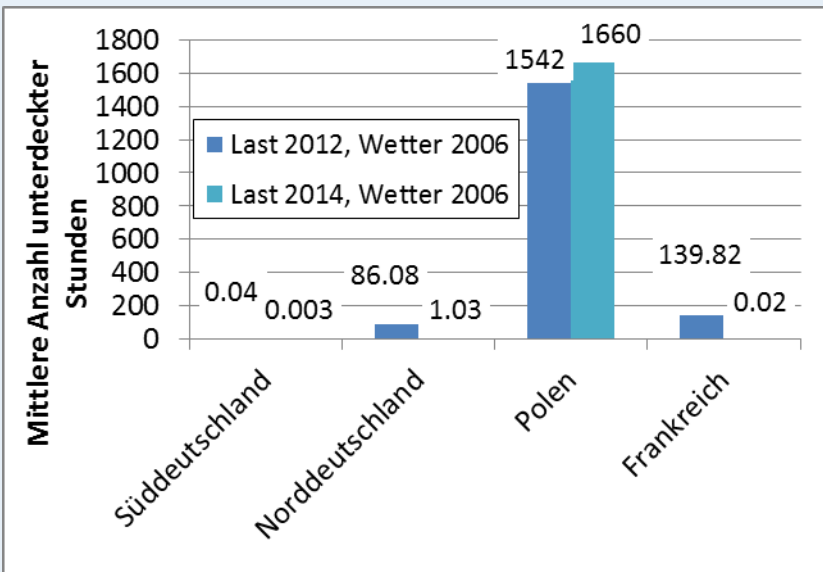
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2006

- In Süddeutschland kommt es nur in einer Variation in einer Stunde zu einem Lastausfall
- In Norddeutschland ergeben sich maximal 2 Stunden mit Unterdeckung
- Durch die Verwendung des Lastjahrs 2014 kann die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung auch in Frankreich und Polen drastisch reduziert werden

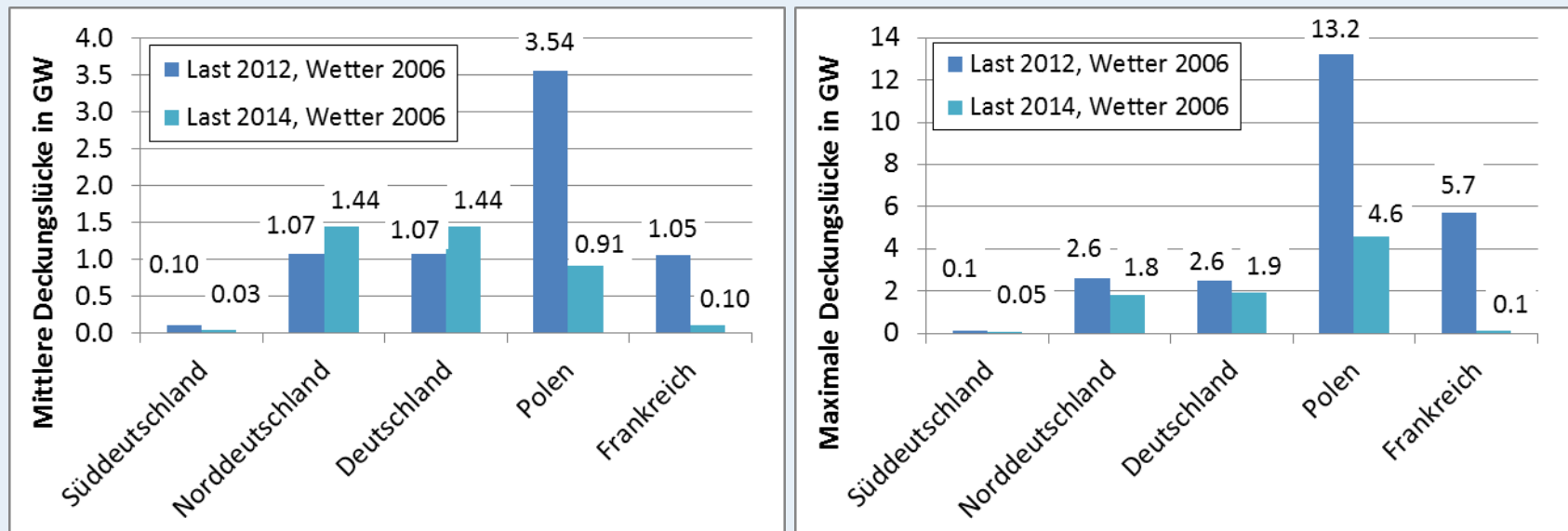
Lastunterdeckungshäufigkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahre 2012 und 2014, Wetterjahr 2006

- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland maximal 0,05 GW, und im Mittel 0,03 GW
- In Norddeutschland ergibt sich bei Nutzung des Lastjahrs 2014 eine geringere maximale Deckungslücke (1,9 GW), aber eine höhere mittlere Deckungslücke (1,4 GW)
- Auch in Polen und Frankreich ergeben sich deutlich geringere Lücken als im Fall des Lastjahres 2012

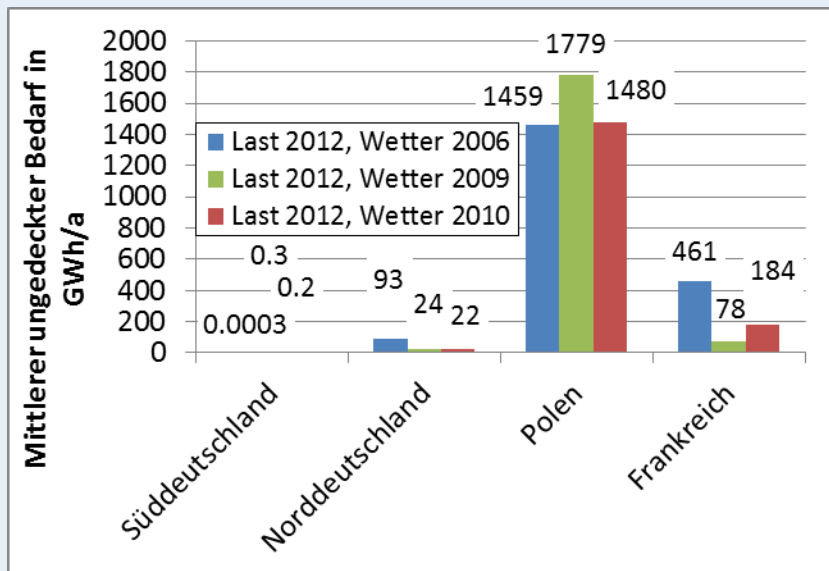
Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



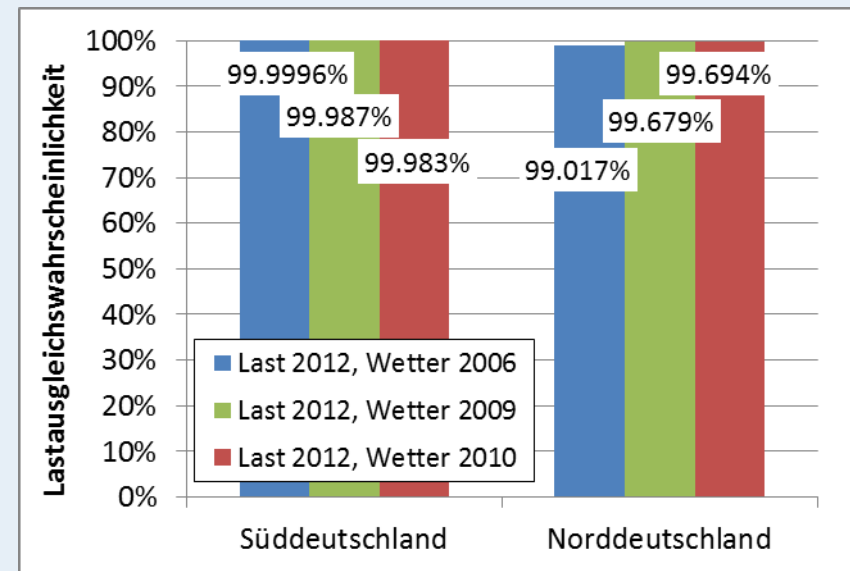
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahre 2006, 2009 und 2010

- Der ungedeckte Bedarf steigt durch bei Verwendung einer geringeren EE-Erzeugung im Süden an und sinkt im Norden ab, wobei sich zwischen den Wetterjahren 2009 und 2010 kaum Unterschiede ergeben
- Für die Wetterjahre 2009 und 2010 treten in Süddeutschland in knapp 90% der Variationen Lastausfälle auf: es ergibt sich ein mittlerer ungedeckter Bedarf von 0,3 GWh bzw. 0,2 GWh
- In Norddeutschland gibt es in allen Variationen Ausfälle, bei Mittelwerten von 24 GWh bzw. 22 GWh
- Die mittlere Anzahl unterdeckter Stunden liegt in Süddeutschland bei 1,2 bzw 1,5 pro Jahr

Ungedeckter Bedarf



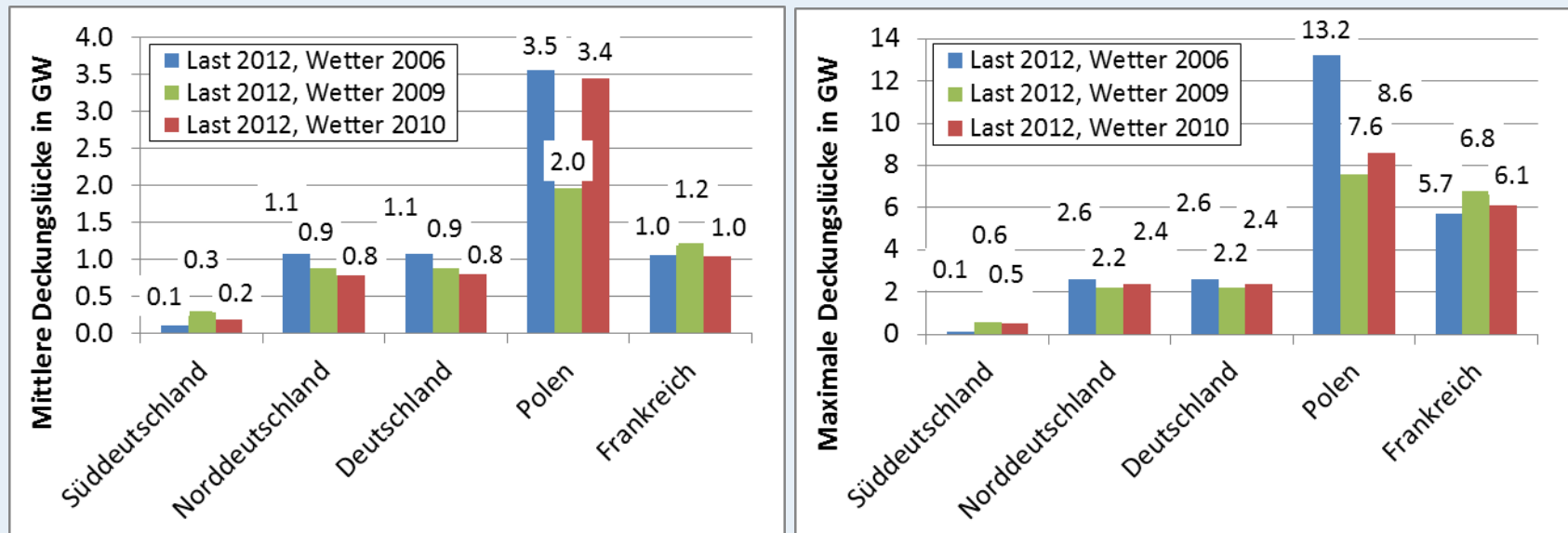
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahre 2006, 2009 und 2010

- Die Verwendung der Wetterjahre 2009 und 2010 bringt einen deutlichen Anstieg der mittleren und maximalen Deckungslücken in Süddeutschland mit sich. Im Maximalfall ergeben sich 0,6 bzw. 0,5 GW
- In vergleichbarem Ausmaß ist ein Rückgang der Deckungslücken in Norddeutschland zu beobachten

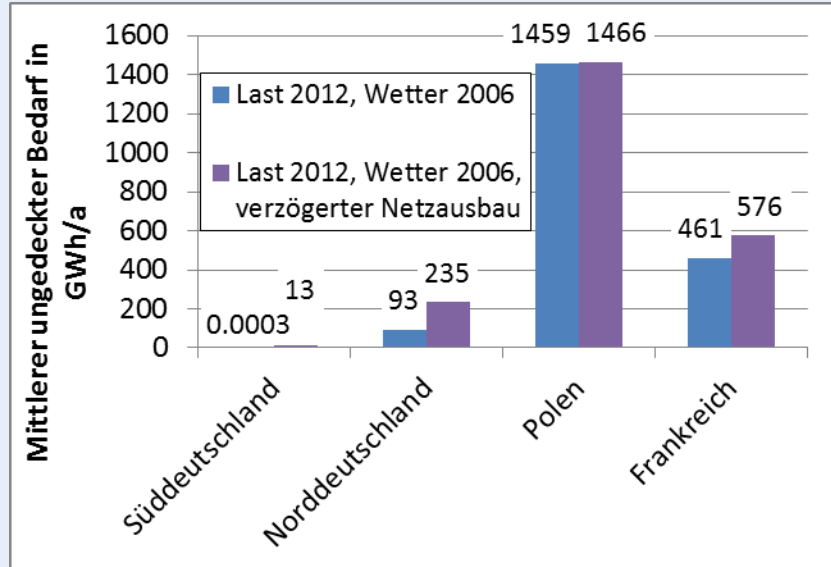
Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



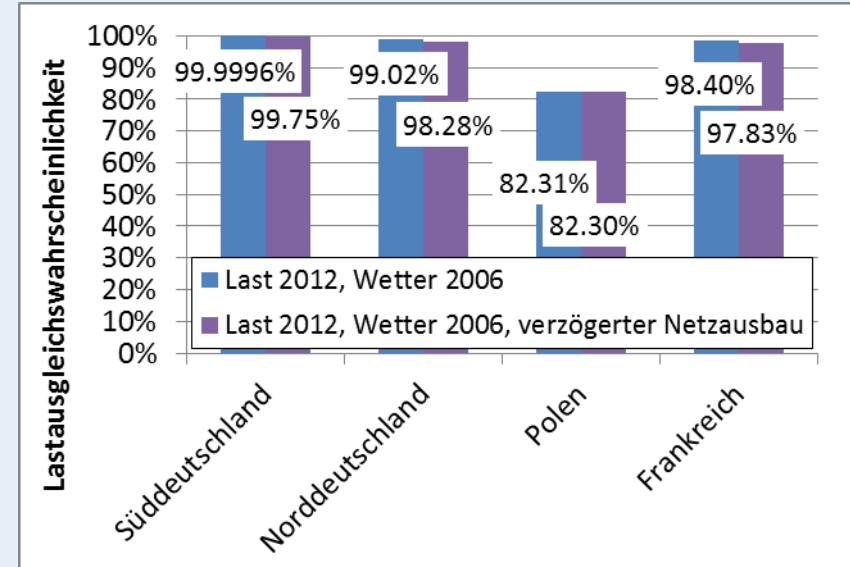
REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006, verzögerter Netzausbau

- Steht nur eine HGÜ-Leitung zur Verfügung ergeben sich höhere Defizite in Nord- und Süddeutschland
- Der ungedeckte Bedarf liegt in Süddeutschl. dann zwischen 9 GWh und 18 GWh, im Mittel bei 13 GWh
- In Norddeutschland ergeben sich Werte zwischen 200 GWh und 270 GWh, mit Mittelwert von 235 GWh
- Die mittlere Anzahl unterdeckter Stunden steigt im Süden auf 22, in Norden auf 151 Stunden pro Jahr

Ungedeckter Bedarf



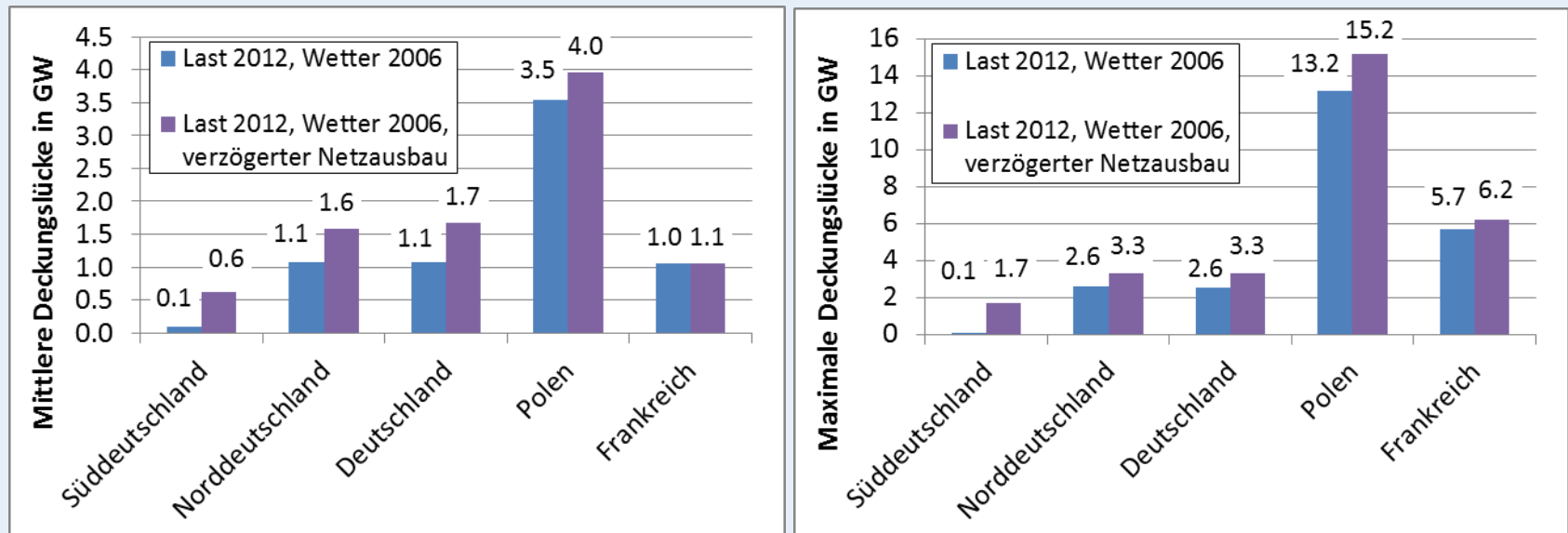
Lastausgleichswahrscheinlichkeit



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006, verzögerter Netzausbau

- Auch die Höhe der Deckungslücken steigt bei geringerer Übertragungskapazität
- Die Höhe der Deckungslücke erreicht in Süddeutschland bis zu 1,7 GW und liegt im Mittel bei 0,6 GW
- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 3,3 GW und der Mittelwert bei 1,6 GW
- Auch in Polen und Frankreich steigt die Höhe der Deckungslücken an

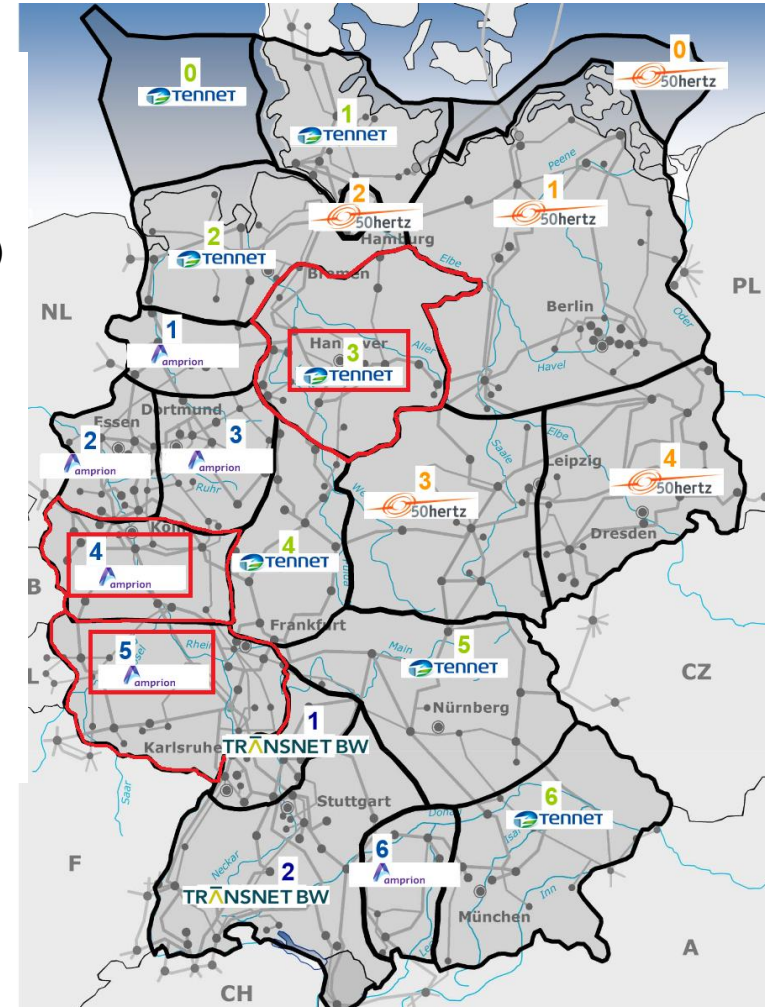
Lastunterdeckungshöhe: Mittelwerte und Maximalwerte



REMix-Ergebnisse: Optimistisches Szenario für das Jahr 2025, betroffene Regionen

- Ausfälle in Norddeutschland treten in erster Linie im südlichen Nordrhein-Westfalen auf (Region Amprion 4)
- Steht nur eine HGÜ-Trasse zur Verfügung, so ist in geringem Maße auch Niedersachsen betroffen (TenneT 3)
- Wenn es in Süddeutschland Ausfälle gibt, dann in Rheinland-Pfalz (Region Amprion 5)
- Wie im pessimistischen Fall sind die Ausfälle in Region Amprion 4 am größten
- Eine Verzögerung des Netzausbaus wirkt sich vor allem auf die Ausnutzung des Windstroms aus. Die Zunahme der Lücken in den Regionen Amprion 4 und Amprion 5, die nicht direkt an die Leitungen angeschlossen sind, ist viel geringer als die verzögerte Übertragungskapazität

Eigene Darstellung auf Grundlage des Regionenmodells
„Stromtransport 2013“ der deutschen ÜNB



Übersicht

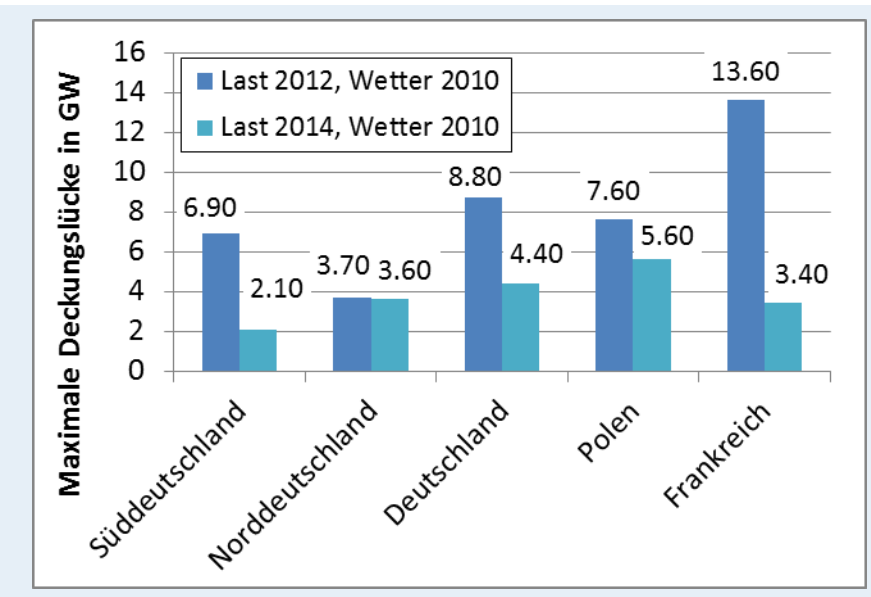
- Einführung
- Methodische Vorgehensweise
 - i. Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten
 - ii. Modellgestützte Analyse der Versorgungssicherheit
- Modellergebnisse
 - i. Pessimistisches Szenario für das Jahr 2020
 - ii. Optimistisches Szenario für das Jahr 2025
- Zusammenfassung, Fazit und Ausblick



REMix-Ergebnisse: Zusammenfassung I

- Im pessimistischen Fall kommt es bereits in 2020 zu großen Deckungslücken in Deutschland
- Diese erreichen je nach verwendetem Lastjahr zwischen 2,1 GW und 6,9 GW in Süddeutschland und zwischen 3,6 GW und 3,7 GW in Norddeutschland
- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung erreicht bis zu 200 Std. im Süden und 425 Std. im Norden

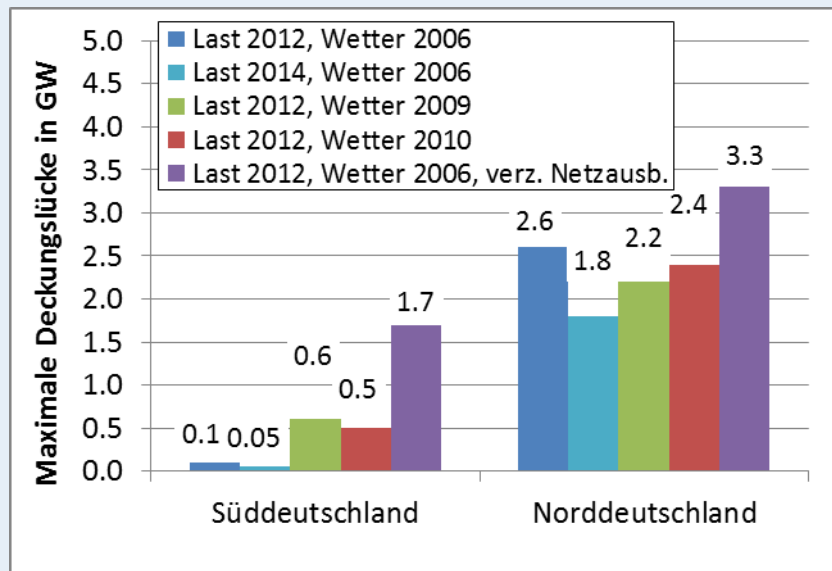
Maximale Lastunterdeckungshöhe (pessimistisch), 2020



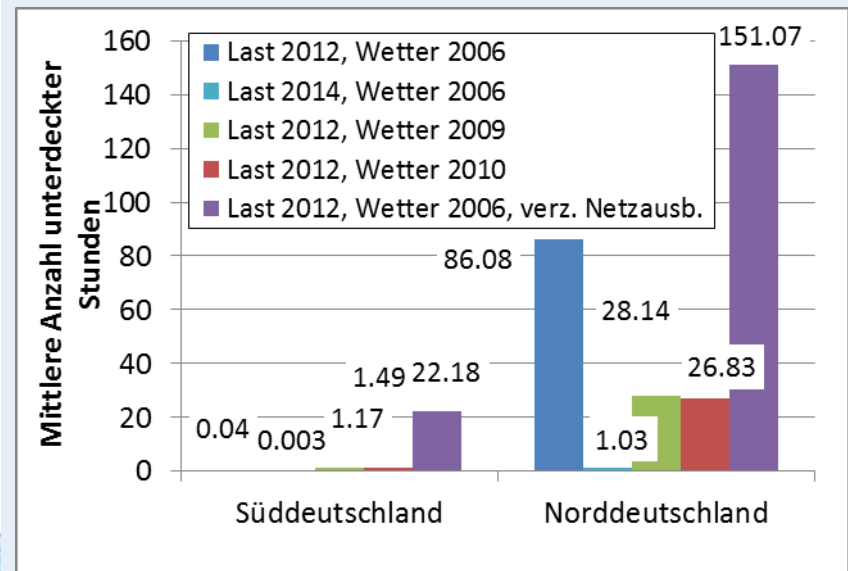
REMix-Ergebnisse: Zusammenfassung II

- Im optimistischen Fall für das Jahr 2025 ergeben sich maximale Deckungslücken zwischen 0,05 GW und 1,7 GW in Süddeutschland und zwischen 1,8 GW und 3,3 GW in Norddeutschland
- Höchste Werte ergeben sich bei reduzierter Übertragungskapazität, niedrigste bei geringerer Gleichzeitigkeit der Spitzenlasten. Bei Verwendung der vermeintlich schlechteren Wetterjahre treten im Süden höhere, im Norden jedoch geringere Deckungslücken auf.
- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung erreicht bis zu 178 Std. im Norden und 28 Std. im Süden
- Es gibt in allen Szenarien Defizite in Frankreich und Polen, die sich auch auf Deutschland auswirken

Maximale Lastunterdeckungshöhe (optimistisch), 2025



Lastunterdeckungshäufigkeit (optimistisch), 2025



Fazit

- Bewertung zukünftiger Versorgungssicherheit erfordert neue Methoden
- Nutzung stochastischer Kraftwerksverfügbarkeiten und Simulation von 300 Variationen erlauben detailliertere Aussagen zur Versorgungssicherheit als die Verwendung statischer Werte
- Entwicklung der Versorgungssicherheit stark von der angenommenen Kraftwerkssterbelinie abhängig
- Im ungünstigen Szenario kommt es bereits im Jahr 2020 zu massiven Ausfällen, im günstigen Fall gibt es in Süddeutschland erst in 2025 Ausfälle, in Norddeutschland jedoch spätestens in 2023
- Die maximale Höhe der Deckungslücke liegt in Deutschland im pessimistischen Szenario für 2020 bei 9 GW und im optimistischen Szenario für 2025 bei 3,3 GW
- Diese Leistung könnte z.B. durch die Vorhaltung von Reservekraftwerken bereitgestellt werden
- Laufzeitverlängerung oder Retrofit existierender Anlagen kann zusätzliche Minderung bewirken
- Die aktuell geplante Kapazitätsreserve reicht im pessimistischen Fall bereits in 2020 nicht mehr aus – dies ist natürlich sensitiv hinsichtlich der angenommenen Außerbetriebnahme von Kraftwerken
- Eine Verzögerung des Netzausbaus würde sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken



Diskussion und Ausblick

Stochastische Simulation der Kraftwerksverfügbarkeit

- Simulation der Kraftwerksverfügbarkeiten für Deutschland hinreichend
- Aus Übertragung auf andere Länder ergibt sich in bestimmten Fällen evtl. eine Unterschätzung
- Verfügbare Daten zur Kalibrierung des Modells (noch) relativ gering
- Alternative stochastische Ansätze könnten noch bessere Werte liefern

Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren mit REMix

- Stochastische Verläufe der Kraftwerksverfügbarkeit bilden Realität besser ab als statischer Werte
- Variabilität von Bedarf und EE-Erzeugung haben noch größeren Einfluss als Kraftwerksverfügbarkeit
- Deckungslücken resultieren zunächst aus Netzengepässen und dann aus Mangel an Erzeugungsleistung
- Defizite in Deutschland können sich auch aus Mangel an Erzeugungskapazität im Ausland ergeben

Weiterführende Arbeiten

- Da der Netzausbau einen wesentlichen Beitrag zur zukünftigen Versorgungssicherheit leistet, sollten weitere Untersuchungen die Rolle verschiedener Maßnahmen genauer untersuchen
- Betrachtung weiterer Last- und EE-Erzeugungszeitreihen kann die Robustheit der Ergebnisse erhöhen
- Durch welche Technologien (z.B. Kraftwerke, Speicher, Netze, Lastmanagement, Sektorenkopplung) Lücken am günstigsten zu vermeiden sind ist zu erforschen
- Wo diese am besten zu positionieren sind, ist ebenfalls noch zu bewerten



Anhänge

- A. Annahmen im optimistischen und pessimistischen Szenario
- B. Details zur Methodik der Simulation von Kraftwerksverfügbarkeiten
- C. Weitere Ergebnisse: optimistisches Szenario für das Jahr 2023



Anhang A: Übersicht zentraler Annahmen ¹

Optimistischer Fall

Die Transformation des deutschen Energiesystems wird wie geplant umgesetzt.

Der genehmigte **Netzentwicklungsplan** wird Realität.

Energieeffizienzmaßnahmen reduzieren **Nachfrage**.

Konventionelle **Kraftwerke** erreichen erwartete Betriebsdauer

Die regenerative Stromerzeugung liefert **Leistungsbeitrag**.

Reg. Einspeisung gemäß mittlerem meteorologischem Jahr.

RegelleLeistungsbedarf bleibt konstant auf heutigem Niveau.

Lastabschaltung in der stromintensiven Industrie.

Pessimistischer Fall

Bei der Transformation des Energiesystems kommt es zu Verzögerungen.

Die Vorhaben des **Netzentwicklungsplans** verzögern sich.

Die **Nachfrage** nach Elektrizität bleibt auf heutigem Niveau.

Konventionelle **Kraftwerke** gehen früher außer Betrieb.

Der **Leistungsbeitrag** reg. Stromerzeugung ist sehr gering.

Reg. Einspeisung gemäß „Dunkelflaute“ (2010).

RegelleLeistungsbedarf steigt aufgrund Erneuerbarer an.

Lastabschaltung lediglich wie von ÜNB kontrahiert.

¹ Borggreffe, F.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Cao, K. K.; Deissenroth, M.; Bothor, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Steurer, M. & Wiesmeth, M. Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, 2014

Anhang B: Datenverfügbarkeit historischer Kraftwerksausfälle

- Datenverfügbarkeit und -quelle

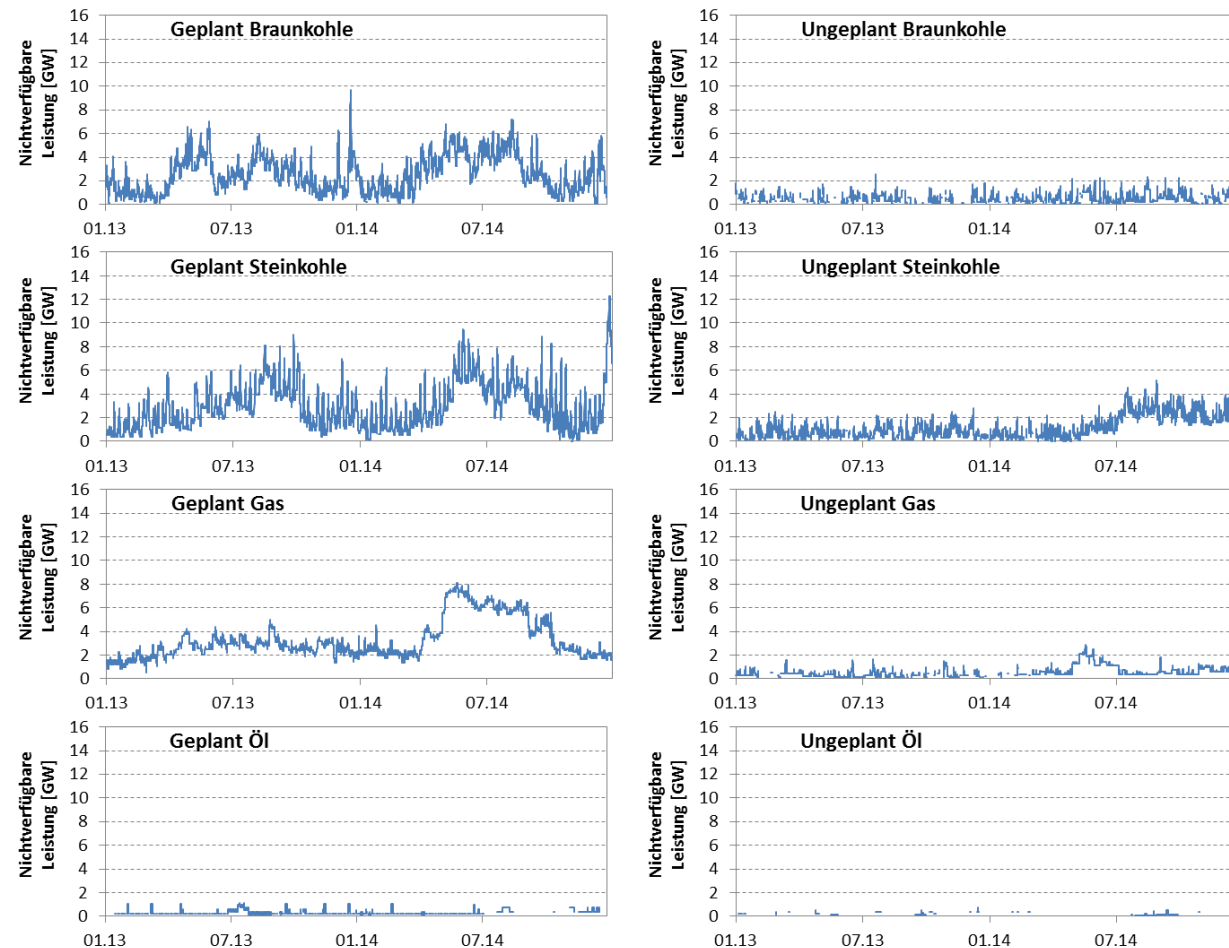
Monat - Jahr	Deutschland	Österreich	Schweiz	Tschechische Republik	Frankreich	Belgien	Norwegen	Polen	Dänemark	Niederlande
Jan 13	EEX									
Feb 13										
Mrz 13										
Apr 13										
Mai 13										
Jun 13					nicht verfügbar					
Jul 13										
Aug 13										
Sep 13										
Okt 13										
Nov 13										
Dez 13										
Jan 14	EEX	EEX								
Feb 14										
Mrz 14										
Apr 14										
Mai 14			nicht verfügbar					nicht verfügbar		
Jun 14			nicht verfügbar	EEX	RTE	Elia				
Jul 14										
Aug 14										
Sep 14										
Okt 14										
Nov 14			EEX							
Dez 14										

- Daten für deutsches Netzgebiet mit größter Grundgesamtheit
- Zeitaufwand für Analyse und Simulation gegeben
- Zunächst Fokus auf Daten für Deutschland → Basis folgender Simulationen



Anhang B: Nichtverfügbarkeitsdaten für Deutschland I

Verlauf der Nicht-Verfügbarkeit von fossil befeuerten Kraftwerken in 2013/14



Geplant

- Tendenziell saisonaler Verlauf
- Teilweise hohe kurzfristige Werte

Ungeplant

- Häufige Ausfälle meist < 2 GW

➤ Vorgabe geplant 2014, Simulation ungeplant

Geplant

- Tendenziell saisonaler Verlauf
- Charakteristischer Wochenverlauf

Ungeplant

- Häufige Ausfälle, teilweise großer Dauern

➤ Vorgabe geplant 2013, Simulation ungeplant

Geplant

- Teilweise hohe nichtverfügbare Leistung

Ungeplant

- Häufige Ausfälle, teilweise größere Dauern

➤ Vorgabe geplant 2013, Simulation ungeplant

Geplant

- Wiederkehrende NV

Ungeplant

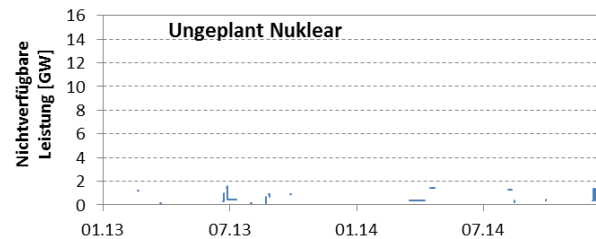
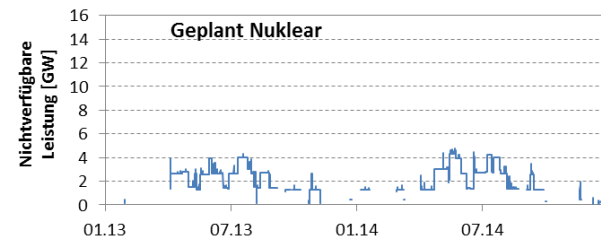
- Seltene Ausfälle

➤ Vorgabe einer konstanten Verfügbarkeit



Anhang B: Nichtverfügbarkeitsdaten für Deutschland II

- Verlauf der Nicht-Verfügbarkeit von nuklearen und hydraulischen Kraftwerken in 2013/14



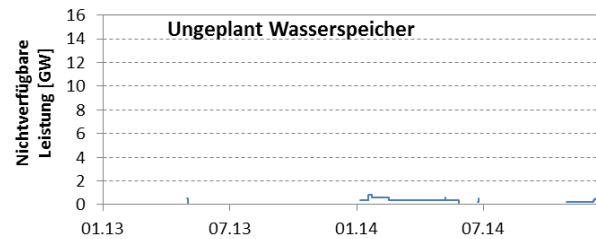
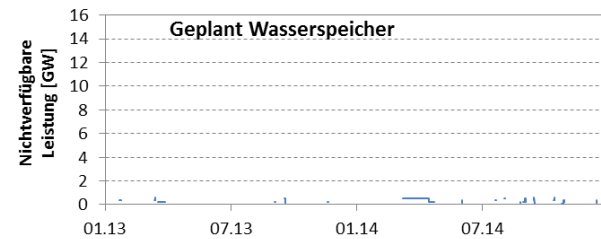
Geplant

- Revisionen von April bis Oktober

Ungeplant

- Seltene Ausfälle

- Vorgabe geplant und ungeplant 2014



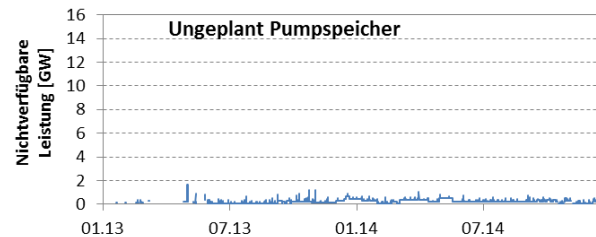
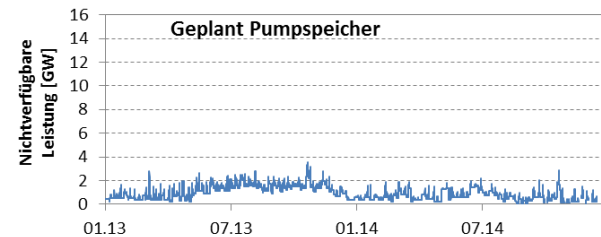
Geplant

- Seltene NV mit geringer Leistung

Ungeplant

- Seltene Ausfälle

- Vorgabe einer konstanten Verfügbarkeit



Geplant

- Leicht saisonaler Verlauf

Ungeplant

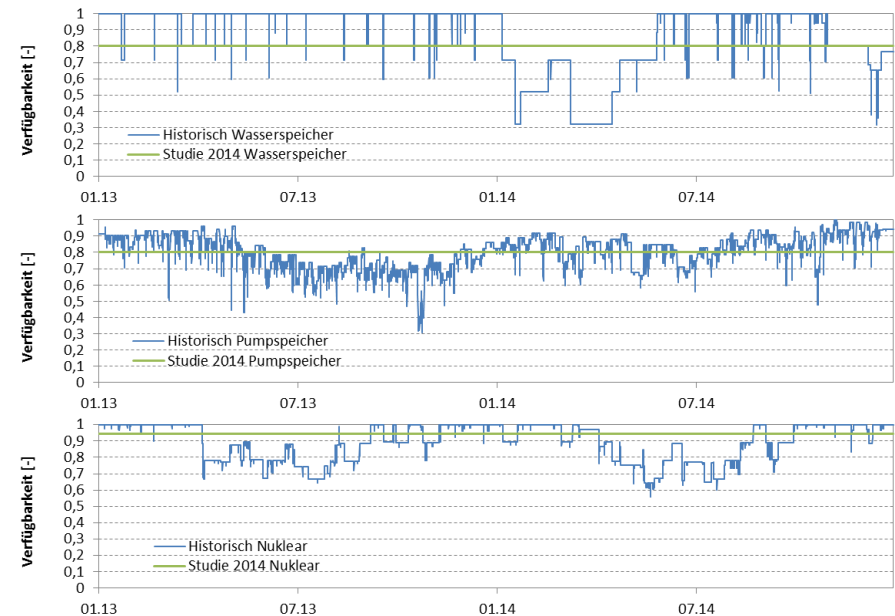
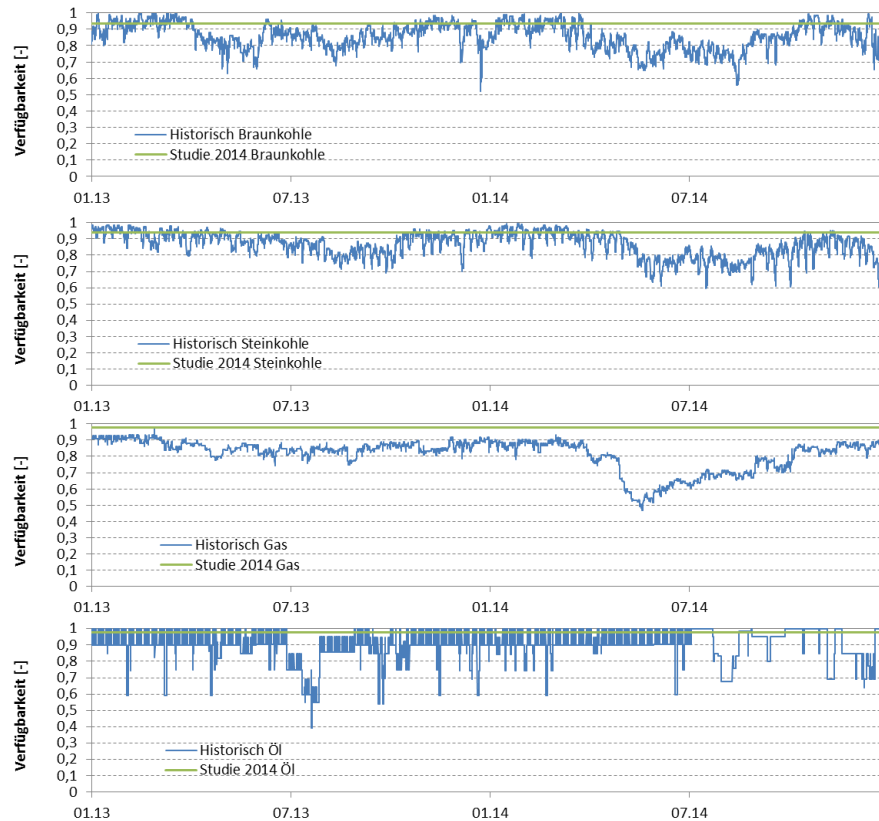
- Häufige wiederkehrende Ausfälle

- Vorgabe einer konstanten Verfügbarkeit



Anhang B: Vergleich historischer Werte und früherer Annahmen

- Verlauf der historischen Verfügbarkeit (Nicht-Verfügbarkeit / inst. Leistung) in 2013/14
- Konstant angenommene Verfügbarkeit in Borggrefe et al. 2014 (opt. = pess.)

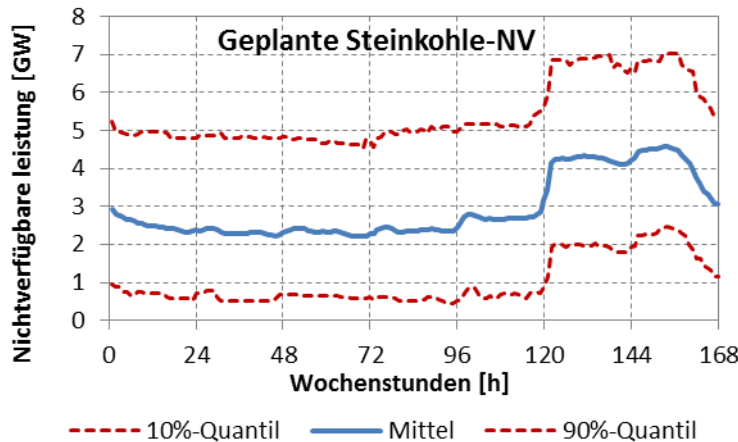


- Annahme der konstanten Verfügbarkeit wird Realität nicht gerecht
- In kritischen Winterstunden kann Verfügbarkeit zudem größer sein als konstante Annahme

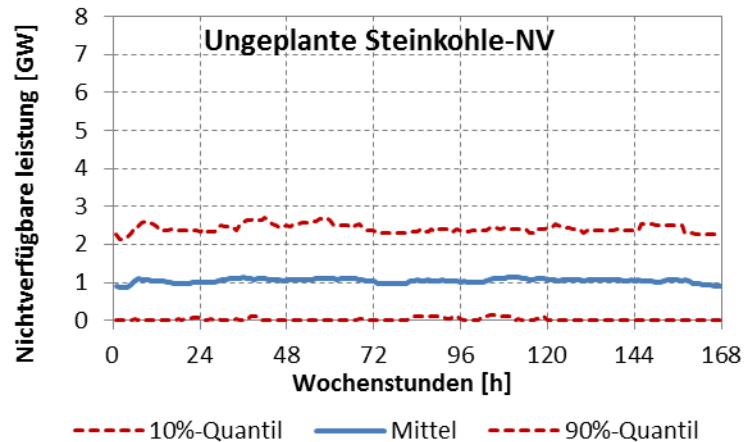


Anhang B: Vorgehensweise bei Analyse historischer Daten

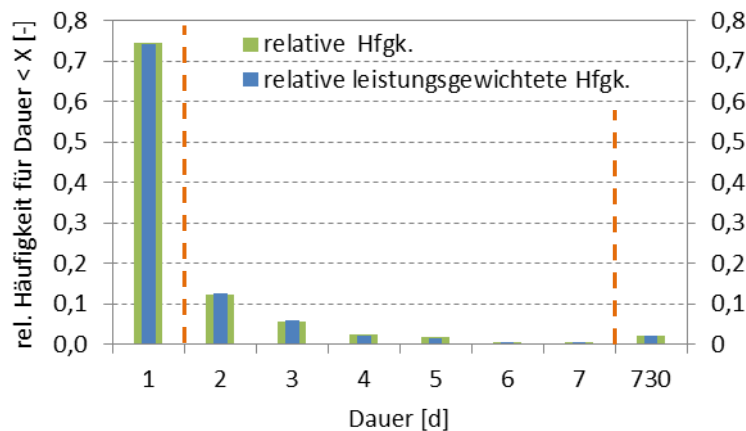
- Mittlerer Wochengang der geplanten und ungeplanten Steinkohle-Nichtverfügbarkeiten (NV)



- Signifikante Erhöhung Sa, So
- Nahezu äquidistante Quantile



- Nahezu konstanter Mittelwert
- Äquidistante Quantile



Häufigkeitsverteilung der Nichtverfügbarkeits-Dauern

- Häufigste Ereignisse kürzer als ein Tag
- Seltene Häufigkeiten größer sieben Tage
- Leistungsgewichtete Häufigkeiten stimmen überein
- Klasseneinteilung für Simulationen anhand der Dauer:
 $0 \leq \text{Dauer} < 1d$ | $1d \leq \text{Dauer} < 7d$ | $7d \leq \text{Dauer} < 730d$



Anhang B: Vorgehensweise Simulation der Verfügbarkeiten I

- Simulation der Nichtverfügbarkeiten durch Mean-Reversion Jump-Diffusion-Ansätze
 - i. Es werden die Differenzen der Zeitreihen erfasst und simuliert und zu Vorgängerwert addiert
 - ii. Mean-Reversion: stochastischer Prozess mit Tendenz zur Rückkehr auf einen Mittelwert
 - iii. Jump-Diffusion: stochastischer Prozess mit Sprüngen auf Basis einer Poisson-Verteilung
 - iv. Bestimmung der Prozess-Parameter mit Hilfe historischer Daten unter Berücksichtigung der Verteilungs-Kongruenz (historische Verteilung soll durch Simulationsverteilung gut repräsentiert werden)

$$S_{t+1} - S_t = \overbrace{\kappa (\mu - S_t) \Delta t + \sigma_1 \Delta W_{t,1}}^{\text{Mean-Reversion-}} + \overbrace{\sigma_2 \Delta W_{t,2} \Delta P_t(\lambda)}^{\text{Jump-Diffusion-Ansatz:}}$$

$S_{t+1} - S_t$: Intertemporale Differenz der Nichtverfügbarkeit

κ : Rückkehrrate des Mean-Reversion-Prozesses

μ : Langfristiger Mittelwert des Mean-Reversion-Prozesses

Δt : Zeitschritt (Einheit ist Stunde $\rightarrow \Delta t = 1$)

$\sigma_x \Delta W_{t,x}$: Werte einer Standard-Normalverteilung multipliziert mit Std.-abw. σ_x

$\Delta P_t(\lambda)$: Werte einer Poissonverteilung mit Erwartungswert λ



Anhang B: Vorgehensweise Simulation der Verfügbarkeiten II

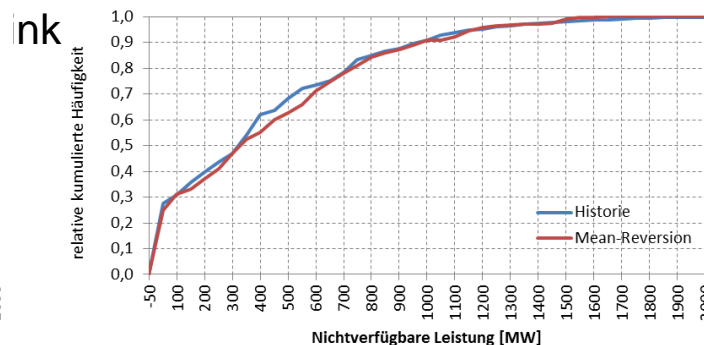
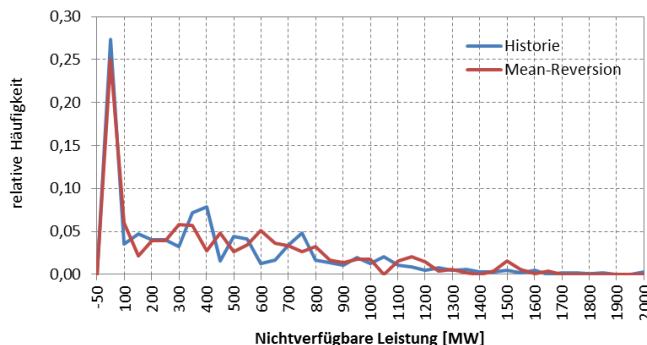
- Simulations-Ansatz in Monte-Carlo-Anwendung (Jeweils neue Stichprobe für die Argumente der Verteilungsfunktionen (Zufallszahlen))
- Historische Nichtverfügbarkeiten besitzen asymmetrische Verteilung (stets ≥ 0 , Mittelwert des entspr. Prozesses teilweise < 0), daher findet auch die Kumulation der simulierten Differenzen asymmetrisch statt:

$$S_t^* = \begin{cases} S_t, & \forall S_t \geq \min_{NV \neq 0} NV_t \\ 0, & \forall S_t < \min_{NV \neq 0} NV_t \end{cases} \quad \text{und} \quad S_t^* = \begin{cases} S_{t-1}, & \forall \Delta P_t > p \cdot \max_{p < 1} \Delta P_t \\ S_t, & \forall \Delta P_t \leq p \cdot \max_{p < 1} \Delta P_t \end{cases}$$

„Nicht-Negativität“

„Sprung-Konformität“

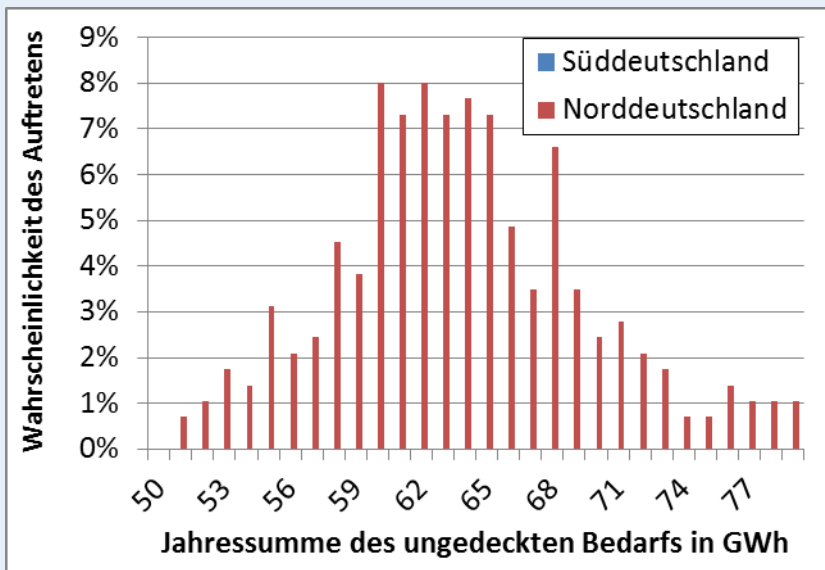
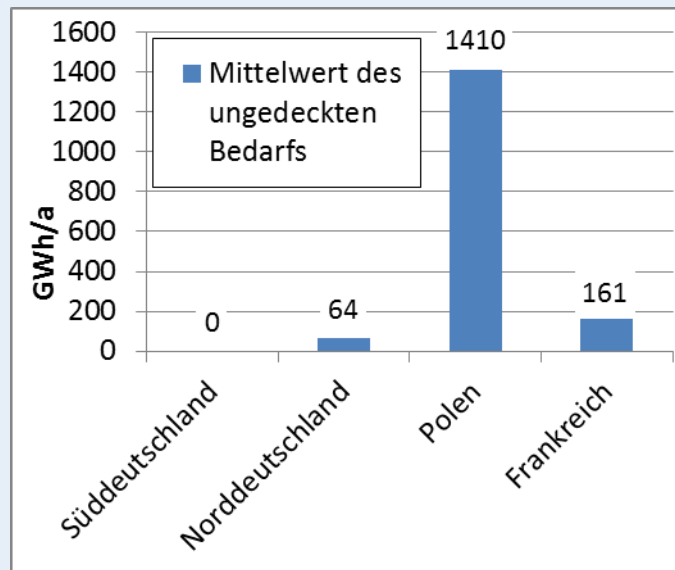
- Verteilungs-Kongruenz: historische Verteilung soll durch Simulationsverteilung gut



Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Es kommt in allen Varianten zu Lastausfällen in Norddeutschland, Frankreich und Polen
- In Süddeutschland kann die Last immer gedeckt werden
- In Norddeutschland liegt der ungedeckte Bedarf zwischen 51 und 80 GWh, mit Mittelwert von 64 GWh

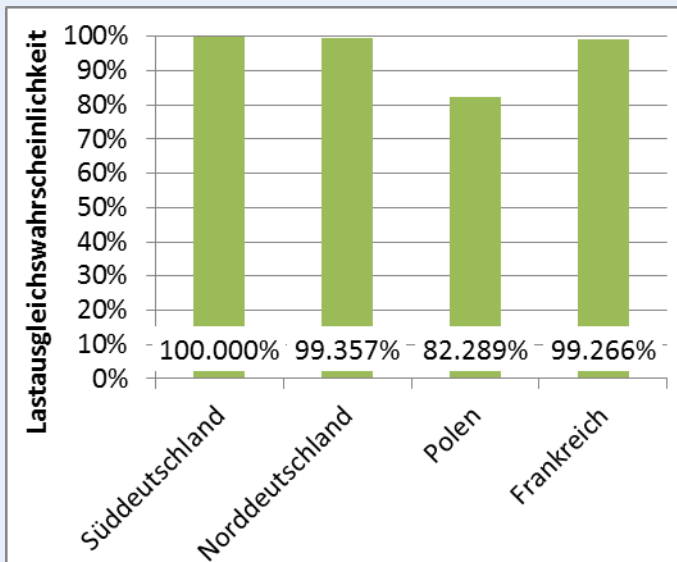
Ungedeckter Bedarf



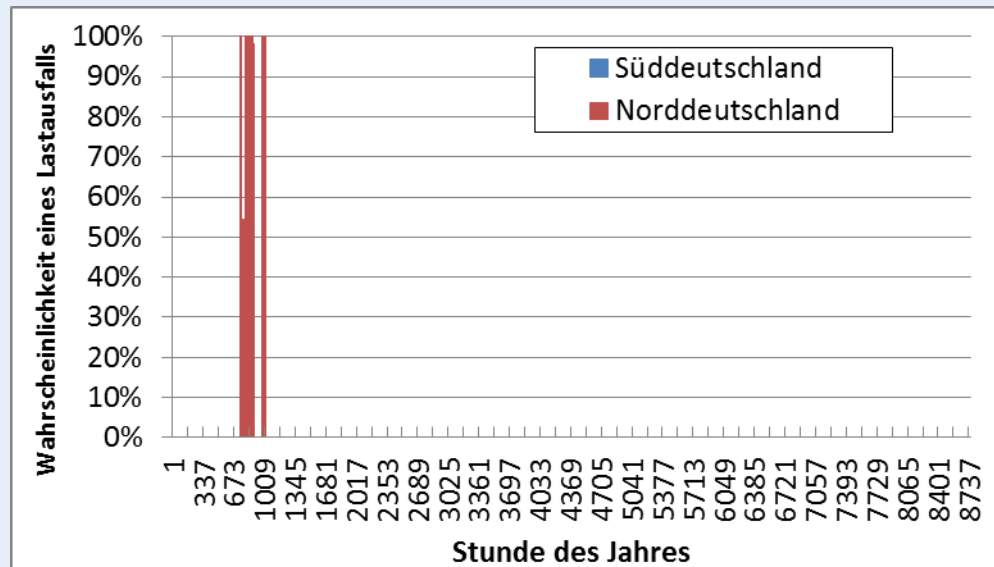
Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit beträgt in Süddeutschland 100%, in Norddeutschland 99,4%
- Von Ausfällen ist lediglich eine Region im Westen Deutschlands
- Auch dort beschränken sich die Ausfälle auf die erste Februarhälfte

Lastausgleichswahrscheinlichkeit



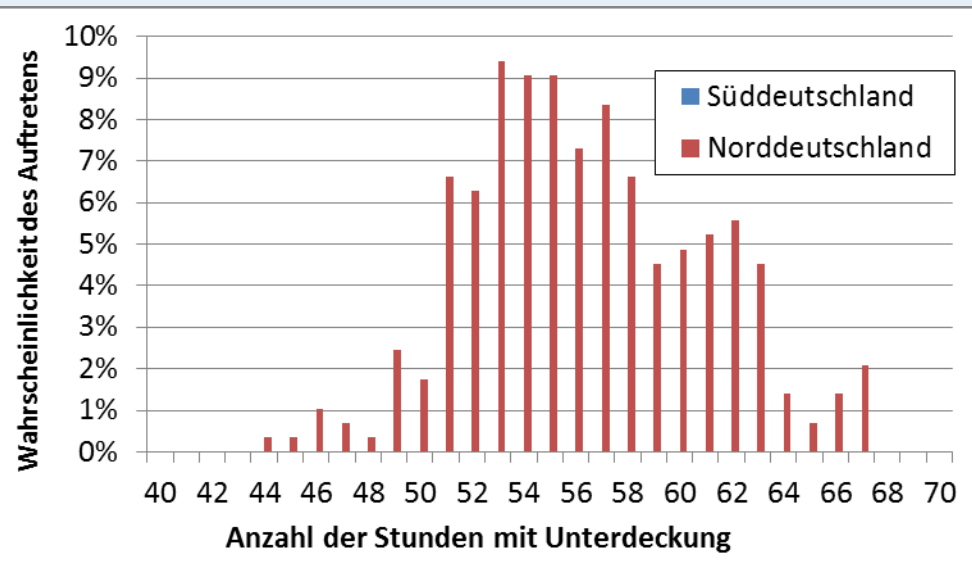
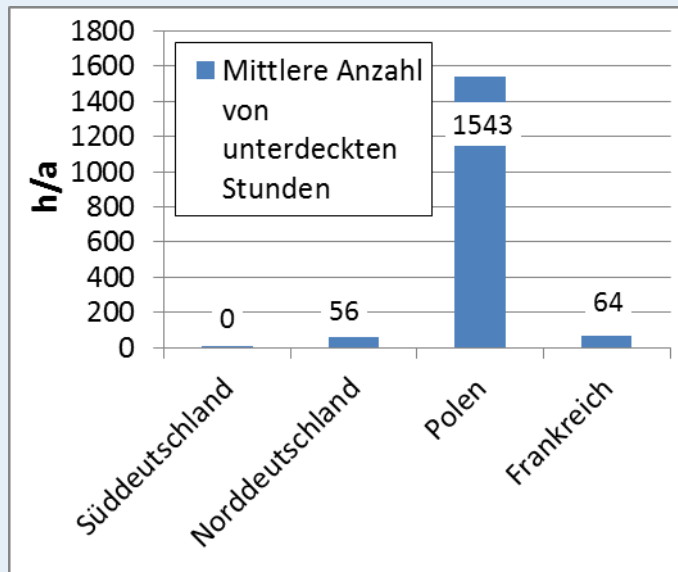
Stündliche Lastausfallswahrscheinlichkeit



Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung liegt in Norddeutschland zwischen 44 und 67 Stunden, bei einem Mittelwert von 56 Stunden
- In Frankreich wird eine ähnliche Zahl von Stunden gemessen, in Polen liegt sie deutlich höher

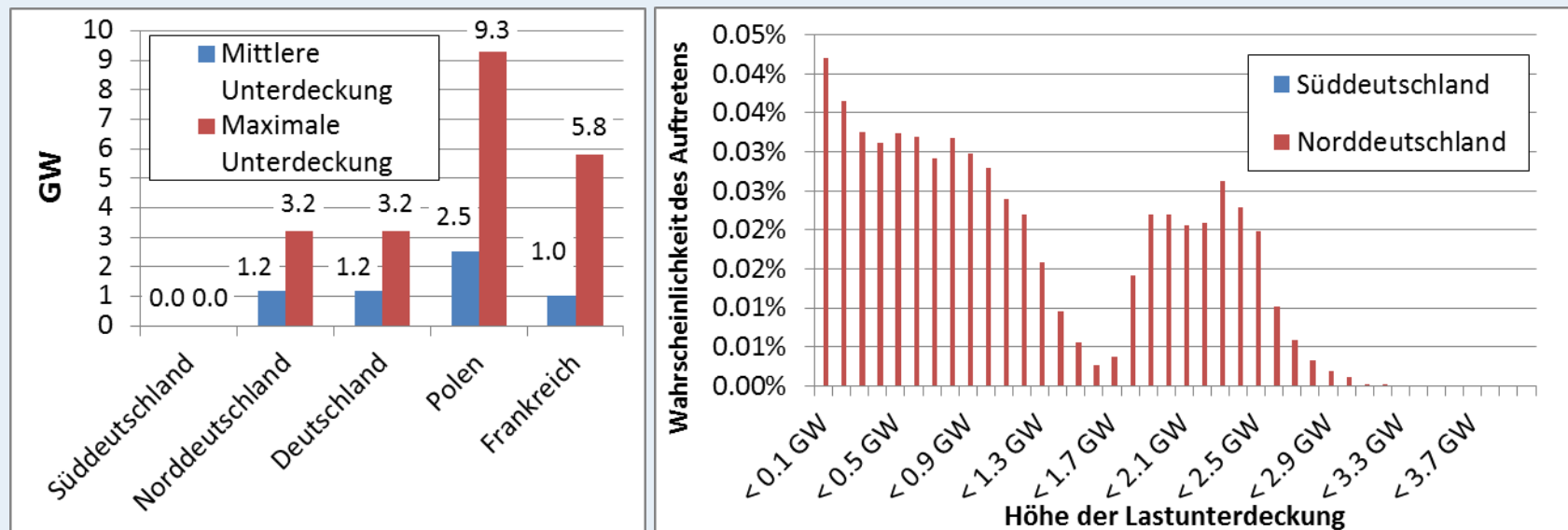
Lastunterdeckungshäufigkeit



Anhang C: Optimistisches Szenario für das Jahr 2023, Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006

- In Norddeutschland liegt die maximale Deckungslücke bei 3,2 GW und der Mittelwert bei 1,2 GW
- Deutlich größere Lücken treten in Frankreich und Polen auf

Lastunterdeckungshöhe



Fokus auf das Szenariojahr 2025 um Deckungslücken in Süddeutschland zu untersuchen

